23/11/05

L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

par *Le « Groupe de Réflexion sur l'énergie et l'environnement au XXIème siècle « **GR21** »* [1]

Sommaire

1. DÉVELOPPEMENT DE L'ÉOLIEN INDUSTRIEL : GÉNÉRALITÉS **Page 1**
2. QUELQUES DONNÉES TECHNIQUES **Page 3**
3. DONNÉES ÉCONOMIQUES **Page 6**
4. DONNÉES ÉCOLOGIQUES **Page 9**
5. L'EXPÉRIENCE ALLEMANDE **Page 11**
6. L'ÉOLIEN EN FRANCE **Page 13**

1. DÉVELOPPEMENT DE L'ÉOLIEN INDUSTRIEL : GÉNÉRALITÉS

L'éolien redécouvert

L'énergie éolienne est utilisée par l'homme depuis des millénaires : navigation, moulins, pompage. Elle a joué un rôle économique relativement important au cours des siècles avant d'être supplantée par les énergies fossiles à partir du début du 19ème siècle. Si quelques prototypes d'éoliennes génératrices d'électricité ont vu le jour dès le milieu du 20ème siècle, notamment en France, en Grande-Bretagne et au Danemark, ce n'est que dans les années 80 que l'éolien industriel commence vraiment à se développer et dans les années 90 qu'il connaît un véritable essor dans un certain nombre de pays.

Le développement de l'éolien s'inscrit dans le cadre de la promotion des énergies renouvelables, face aux dangers que représente à l'échelle planétaire le recours massif aux énergies fossiles. D'autre part l'énergie éolienne bénéficie d'une façon générale d'une bonne image auprès du public malgré les oppositions locales qui naissent fréquemment autour des projets pour des motifs environnementaux. En fait, l'éolien industriel qui aujourd'hui ne s'impose toujours pas économiquement, voit son développement lié aux politiques plus ou moins incitatrices propres à chaque pays, ce qui conduit à des situations très contrastées d'un pays à un autre.

La situation actuelle

A l'échelle mondiale la puissance éolienne installée, insignifiante au début des années 90, atteint aujourd'hui environ 40 000 MW[2] et s'accroît de 6 à 7 000 MW par an pour une part encore très modeste − de l'ordre de 0,4% − de la production d'électricité mondiale. La plus grande partie de la puissance installée (75%) se trouve en Europe, trois pays venant largement en tête : l'Allemagne, l'Espagne et le Danemark avec respectivement environ 15 000, 5 000 et 4 000 MW. Ces parcs produisent de l'ordre de 4% de la consommation d'électricité en Allemagne ainsi qu'en Espagne et 18% au Danemark[3]. La Grande Bretagne qui possède le premier potentiel éolien d'Europe et les Pays-Bas sont également actifs dans la filière. Hors Europe seuls les Etats-Unis ont un parc significatif de 6 000 MW principalement localisé en Californie.

---

[1] *Le « Groupe de Réflexion sur l'énergie et l'environnement au XXIème siècle « **GR21** » rassemble (sous l'égide de la SFEN*) une centaine de scientifiques, ingénieurs, économistes, chercheurs et médecins qui ont exercé pendant de longues années des responsabilités dans l'industrie ou la médecine nucléaires, et ont engagé une réflexion approfondie sur les problèmes énergétiques et environnementaux. Dégagés de leurs obligations professionnelles, ils s'expriment en toute liberté.*
** Société Française de l'Énergie Nucléaire (société savante).*

[2] 1 MW (mégawatt) représente une puissance de 1000 kW (kilowatts).
[3] 6 TWh sur 34 consommés ; mais une partie des 6 TWh est probablement exportée vers l'Allemagne en période de faible consommation danoise et fort vent. En Allemagne, 20 TWh « éoliens » sur une consommation totale de 500 TWh. 1 TWh (térawatt-heure) représente un million de MWh (mégawatt-heure), soit un milliard de kWh.

La France, avec seulement 405 MW[4] de puissance installée fin 2004, figure parmi les pays européens les moins équipés, bien que possédant le deuxième potentiel éolien d'Europe. Il est vrai que la très faible quantité d'énergie fossile consommée pour sa production d'électricité n'impose pas, au niveau national, le recours à l'éolien comme chez certains de ses voisins.
Cependant pour répondre à l'objectif indicatif auquel la France a souscrit en 2001 auprès de l'Union Européenne dans le cadre d'une directive (21% d'énergie renouvelable dans sa production d'électricité à l'horizon 2010) un tarif très avantageux d'achat de la production éolienne a été mis en place cette année-là[5]. C'est ainsi qu'après un très lent démarrage qui a vu les premières installations industrielles n'apparaître sur notre sol qu'en 1997, la filière n'a pris véritablement son essor qu'en 2001.

Jusque là principalement concentrés en Languedoc-Roussillon, région particulièrement bien ventée (45% du parc français) les projets d'installations industrielles se développent aujourd'hui dans de nombreuses régions, en particulier : Pays de Loire (22%), Nord - Pas de Calais (13%) et Bretagne. La croissance du parc s'est fortement accélérée ces dernières années : + 90 MW en 2003 et + 156 MW en 2004. Les régions insulaires (Corse et DOM-TOM représentent 15% de la puissance installée. Avec un temps d'utilisation moyen en France de 2500 heures[6], la production annuelle est aujourd'hui d'environ 1TWh soit 0,2% de la consommation nationale d'électricité.

Ces chiffres montrent que, malgré un certain dynamisme de la filière dans plusieurs pays industrialisés où les projets se sont multipliés, (plus de 15 000 éoliennes sur le sol allemand), sa place reste très modeste en terme de production. Son développement devrait néanmoins se poursuivre, voire s'accélérer et sans doute s'étendre en dehors du cercle des pays industrialisés[7], en continuant à bénéficier lorsque nécessaire d'impulsions au niveau politique, mais aussi grâce à une meilleure rentabilité des projets liée aux progrès techniques et industriels de la filière.

Sur le plan technique, la puissance unitaire des machines proposées par les constructeurs, restée longtemps inférieure au MW, est aujourd'hui couramment de 2,5 MW et des prototypes de 5 MW sont en cours de réalisation. Ces niveaux de puissance devraient permettre d'améliorer la compétitivité des projets et d'accroître leur taille afin d'assurer, en réduisant le nombre de sites, une meilleure maîtrise des impacts environnementaux. Des dispositions allant dans ce sens sont inscrites dans la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique afin d'éviter le « mitage » excessif observé dans certaines régions du Danemark ou d'Allemagne.
L'augmentation de la puissance des machines devrait également faciliter le développement des projets offshore, qui nécessitent d'importants travaux de fondation et de raccordement. Malgré le peu d'expérience et de références sur ce type d'installations, beaucoup d'espoirs sont aujourd'hui fondés sur l'éolien offshore. Ainsi l'Allemagne, qui voit la croissance de son parc à terre ralentir depuis deux ans, mise sur la réalisation de grands parcs au large de ses côtes afin de produire en éolien 15% de ses besoins en électricité à l'horizon 2030.

Quelles sont les prospectives françaises ? L'arrêté du 7 mars 2003 fixe pour 2007 des objectifs compris entre 2000 et 6000 MW, pour respecter une croissance annuelle du parc sur les trois ans à venir comprise entre 500 et 1500 MW, (elle a été de 156 MW en 2004). L'ADEME donne également une large fourchette pour l'horizon 2010, de 7000 à 14000 MW installés, et une progression au delà de 2010 proche de 2000 MW/an dont 40% offshore.

Qu'en sera-t-il vraiment ? Examinons plus en détail les atouts et les défauts de cette filière sous ses différents aspects pour essayer de mieux évaluer la place qu'elle est susceptible de tenir dans l'approvisionnement en énergie, notamment dans notre pays, au cours des décennies à venir.

---

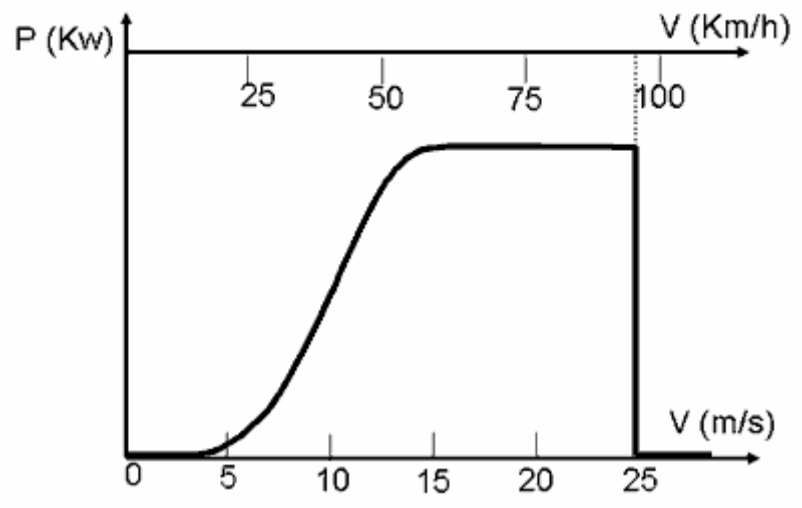
[4] 78 parcs regroupant 628 éoliennes.
[5] Arrêté ministériel « Cochet » du 8 juin 2001
[6] Chiffre indiqué par la DGEMP comme moyenne, que nous retiendrons en soulignant qu'il apparaît optimiste.
[7] Le Maroc a déjà engagé un programme éolien relativement important avec notamment le parc de Koudia Al Baïda à 20 km au nord de Tetouan, où sont installées 84 machines de 600 kW en service depuis 2001 (parc réalisé par une société à capitaux français, dont EDF à 49 %).

2. QUELQUES DONNÉES TECHNIQUES

Énergie récupérable
L'énergie récupérable – celle qu'il est possible de prélever de l'énergie cinétique du vent – est proportionnelle à la surface balayée par le rotor et au cube de la vitesse du vent.

La puissance maximum récupérable est donnée par la loi de Betz : $\mathbf{P = 0{,}37.\ S.\ V^{3}}$
où S est la surface balayée et V est la vitesse du vent.

En pratique, une éolienne démarre avec des vitesses de vent autour de 10 à 15 km/h, atteint sa puissance nominale pour des vents de 50 km/h et doit être arrêtée pour des raisons de sécurité quand le vent atteint 90 km/h. Le profil type de la puissance fournie en fonction de la vitesse du vent est ainsi le suivant :



Les éléments constitutifs d'une éolienne.
Une grande éolienne moderne est constituée de plusieurs éléments :

- Une tour cylindrique en acier d'une hauteur pouvant aller jusqu'à 100 mètres dans laquelle se trouve l'échelle d'accès et les câbles de raccordement. À son pied est implanté le transformateur d'adaptation au réseau électrique.
- Une nacelle située en haut de la tour, qui contient les installations de production d'électricité (multiplicateur et générateur) et de pilotage (orientation et freinage)
- Le rotor qui comporte en général trois pales. L'avènement des matériaux composites a permis d'importants progrès notamment sur la forme, la dimension et les caractéristiques mécaniques des pales.

Dans les éoliennes modernes de production d'électricité, le rotor tourne lentement (30 à 40 tours par minute), alors que les générateurs classiques de série tournent à 1500 tours/min environ. L'utilisation de ces alternateurs classiques, intéressants au plan économique car produits en grande série, nécessite l'interposition d'un multiplicateur de vitesse, pièce lourde et coûteuse. Pour les grandes éoliennes la tendance est au développement de génératrices spéciales à basse vitesse dites « à attaque directe », entraînées directement par le rotor. Deux fabricants (Jeumont et Enercon) ont développé ce type de matériel.

Les dispositifs de pilotage et de freinage sont des éléments essentiels de la survie des éoliennes : la plupart des accidents sont venus d'un défaut de freinage des machines qui doivent être impérativement arrêtées dès que la vitesse du vent atteint 90 km/h. Divers systèmes de freinage existent, on en installe généralement au moins deux pour assurer une meilleure sécurité.

Éoliennes terrestres ou offshore ?
Le développement de l'éolien s'accompagne d'une course à la puissance : le standard est passé de 750 kW par machine au milieu des années 90 à 2,5 MW actuellement.

Les limitations de l'éolien terrestre sont bien connues (impact sur le paysage, limitation du nombre de sites, perception de nuisances par la population). Les ressources en mer sont plus importantes, le vent y est plus fort et surtout plus régulier. L'offshore (implantation en mer) apparaît donc intéressant, mais de nombreux défis restent à relever :

- Compenser le coût des projets (nécessairement plus élevé) par une augmentation de taille des machines (3 à 5 mégawatts) ce qui nécessite des développements importants notamment sur la technologie des pales
- Concevoir des machines à faible entretien, résistant aux conditions marines et à durée de vie longue.

Le plus grand parc offshore en service actuellement est celui de Middelgrunden au Danemark (20 éoliennes de 2 MW). Le programme allemand table sur plus de 15 000 MW offshore en 2020 (voir chapitre 5). La France vient, en septembre 2005, de retenir sur appel d'offres un projet de 21 machines de 5 MW à Veulette sur mer, au large des côtes de la Seine Maritime.

L'insertion des éoliennes dans les réseaux électriques
Comme on l'a vu, une des caractéristiques de l'éolien est d'être intermittent. Il conviendra donc de disposer d'un réseau comprenant une puissance installée de réserve, prête à démarrer dès que les éoliennes s'arrêtent. On dispose actuellement de quelques éléments pour chiffrer cette puissance de réserve nécessaire : Elle est estimée à 90% de la puissance éolienne en Allemagne, mais ce chiffre élevé est dû au nombre d'heures de fonctionnement particulièrement faible dans ce pays (1500 h/an en moyenne). En France, où l'on table sur une production moyenne de 2500 h/an[8], on peut espérer que la puissance thermique en réserve n'excédera pas les 2/3 de la puissance éolienne installée, compte tenu du foisonnement des aléas sur un grand réseau. L'obligation d'une reprise très rapide en cas d'arrêt brutal des éoliennes impose des centrales thermiques à flamme maintenues à basse puissance ou de l'hydraulique de barrage : les batteries, malgré d'importants progrès, sont très loin d'offrir la puissance nécessaire.

L'installation d'un parc éolien important dans une même région peut poser un grave problème de réseau en cas d'arrêt forcé de l'ensemble des machines. La question se pose de façon cruciale pour les quelque 15 000 MW que les Allemands projettent d'installer en Mer du Nord : en cas de tempête avec des vents nécessitant l'arrêt des 15 000 MW, comment assurer l'alimentation du réseau ?

En outre, des problèmes d'intégration demeurent :

- Dans les régions isolées alimentées par des centrales diesel (les îles par exemple) le recours à l'éolien paraît particulièrement intéressant. Il semble cependant que la technologie pour réguler le couplage éolien - diesel soit actuellement chère et insuffisamment fiable. On peut cependant espérer des développements significatifs.
- Sur les grands réseaux, l'insertion de l'éolien pose des problèmes d'adéquation des fréquences dès lors que la proportion d'éolien devient significative.

Le stockage
Une des caractéristiques essentielles de l'énergie du vent étant son intermittence, on pense immédiatement à un dispositif de stockage de l'énergie excédentaire produite pour permettre son utilisation pendant les périodes d'absence de vent.

Les accumulateurs peuvent être utilisés pour des installations isolées et de petite taille (quelques kW). Seules les batteries au plomb, bien qu'encombrantes, sont bien adaptées aux fluctuations propres aux éoliennes.

---

[8] Ce chiffre officiel, correspondant à un « rendement » de 29% est résolument optimiste si l'on se réfère aux résultats enregistrés.

Pour des puissances plus importantes, des retenues hydrauliques peuvent être envisagées quand la topologie s'y prête. Dans ce cas on installe une turbine entre deux réservoirs haut et bas.
L'énergie éolienne en excès sert alors à remplir le réservoir supérieur dont l'eau sera turbinée pour fournir du courant en pointe. Cette méthode ne peut être envisagée que dans des sites très particuliers et est limitée en puissance par la capacité des réservoirs et la hauteur entre les deux réservoirs.

Reste le stockage que l'on pourrait appeler virtuel qui consiste à mettre au crédit de l'énergie éolienne l'hydraulique des barrages à laquelle on n'a pas fait appel pendant des périodes de production éolienne.
Cette conception ne s'applique que très partiellement au cas français où les barrages sont en réserve pour assurer principalement les pointes de consommation.

À terme, un programme massif de l'éolien nécessiterait donc le développement de nouvelles technologies de stockage ; mais celles-ci n'existent pas aujourd'hui. En particulier, la production d'hydrogène n'apparaît pas être à considérer à l'échelle de temps des programmes éoliens envisagés actuellement. La production d'hydrogène nécessite par ailleurs des investissements lourds, techniquement et économiquement mal adaptés à un fonctionnement intermittent et aléatoire.

La sécurité
Quatre incidents ayant entraîné des dégâts importants ont été constatés à ce jour en France

- En 2000, le mât d'une machine de Port la Nouvelle (Aude) s'est plié lors d'une tempête.
- En 2002, lors de l'installation d'une des éoliennes de Névian (Aude) l'une des pales s'est détachée et a entraîné l'effondrement du mât.
- En 2004 à Boulogne : cassure d'une puis deux pales au niveau de la tête du rotor avec rupture du mât à mi-hauteur.
- En 2004 à Dunkerque, couchage d'une éolienne, le mât et une partie de la fondation ayant été arraché, suivi de l'éclatement de la nacelle, du rotor et des pales.

À la suite de ces incidents et à la demande du Ministère de l'Industrie, le Conseil Général des Mines a engagé une étude sur la sûreté de ces installations[9] :

L'analyse des incidents constatés en France et à l'étranger (l'Allemagne et le Danemark représentent un bon échantillon statistique) permet de dégager les risques suivants :

- L'effondrement de la machine : La zone de risque correspond à la surface limitée par un cercle de rayon correspondant à la hauteur totale, pales comprises (soit 150m environ).
- La projection d'objets : la zone de risque, si l'on en juge par l'expérience allemande peut atteindre plusieurs centaines de mètres
- L'impact de la foudre : La zone de risque de choc électrique se limite aux abords immédiats mais des projections peuvent résulter d'effets induits comme l'explosion d'une pale.
- Les accidents du travail : il s'agit des risques classiques liés au travail à grande hauteur ou en présence d'équipements sous haute tension ; c'est dans ce domaine que sont recensés 95 % des décès dus à l'éolien constatés dans le monde.

En conclusion la probabilité d'un accident de personnes du public apparaît très faible dès lors que les précautions élémentaires d'éloignement des constructions sensibles sont prises ; la procédure du permis de construire apparaît suffisante pour maîtriser ce paramètre. En revanche, la probabilité d'occurrence d'accidents du travail lors du montage, de l'exploitation et de la maintenance ne saurait être négligée.

[9] Conseil général des Mines : rapport n° 04-5 sur la sécurité des installations éoliennes- juillet 2004. Disponible sur le site www.cgm.org

3. DONNÉES ÉCONOMIQUES

Coûts

Le coût du kilowattheure éolien dépend d'un grand nombre de paramètres ; outre les paramètres classiques comme le taux d'actualisation, certains sont soit mal connus du fait du manque d'expérience (durée de vie, maintenance, production annuelle selon le site) soit évolutifs (investissements, taille des machines). Ainsi la prévision d'un coût ne peut être que très provisoire et à mettre à jour en permanence. Nous nous basons ici sur l'étude publiée en octobre 2004 par le Ministère de l'Industrie[10]. Cette étude élabore des coûts prévisionnels pour des fermes éoliennes terrestres mises en service industriel (MSI) en 2007 et en 2015 et de caractéristiques suivantes :

	MSI en 2007	MSI en 2015
Puissance unitaire (MW)	2	3,2
Nombre d'aérogénérateurs de la ferme	6	20
Durée de vie (années)	15	20
Hauteur au moyeu (m)	78	100
Diamètre des pales (m)	80	100

Les productions annuelles varient avec les sites et les conditions climatiques. Avec la technologie disponible en 2007, on estime la production annuelle équivalente à 3000 heures à pleine puissance pour les très bons sites et à 2000 heures pour les sites moyens[11]. Un gain de 10% est attendu avec la technologie disponible en 2015 du fait d'un meilleur rendement pour un vent donné, et de l'augmentation de la vitesse du vent liée à l'augmentation de hauteur.

Le coût d'investissement se décompose en moyenne comme suit :

- Machines : 70 %
- Génie civil, transport, montage : 10 %
- Raccordement (très variable selon les sites) 12 %
- Divers (études et gestion de projet) : 8 %

En se plaçant dans une hypothèse de développement soutenu de la filière, les coûts d'investissement, exprimés en Euros de 2001, passeraient de 1020 €/kW en 2004 à 922 €/kW en 2007 et 785 €/kW en 2015.
À noter que, dans le cadre d'une telle étude de coûts de production, les investissements d'adaptation du réseau ne sont pas pris en compte ; les coûts de démantèlement ont été par ailleurs supposés couverts par la revente des composants en fin de vie. L'enlèvement du socle n'est pas considéré.

Les coûts annuels d'exploitation sont estimés à 2,5 % du coût d'investissement en 2007 et à 2 % en 2015.
Les taxes annuelles (fiscalité locale) se situent entre 0,7% et 1,1% du montant de l'investissement.

Les hypothèses retenues conduisent, pour un taux d'actualisation de 8%, aux coûts de production suivants, en Euros par MWh [12]:

---

[10] DGEMP-DIDEME Coûts de référence de la production électrique- Deuxième partie : moyens de production décentralisés. 15/10/2004. Version pdf téléchargeable sur le site : www.industrie.gouv.fr (dgemp/publications)

[11] En France, la production et les facteurs de charge sont publiés mois par mois et site par site (voir www.suivi-eolien.com/francais/SUIVI/SVFranceE.asp). La production a été équivalente à 1960 heures à pleine puissance en 2003, 2130 h en 2004 et sera de l'ordre de 2000 en 2005. Ces valeurs sont nettement supérieures à celles enregistrées en Allemagne.

[12] Pour l'éolien offshore, les Danois et les Allemands se basent sur un surcoût du MWh de l'ordre de 30 %, dû aux difficultés de montage et de maintenance, et aux coûts de raccordement au réseau.

Durée de fonctionnement annuelle →	2000h	2500h	3000h
MSI en 2007	63,4 €/MWh	51,5 €/MWh	43,6 €/MWh
MSI en 2015	52,6 €/MWh	42,8 €/MWh	36,4 €/MWh

NB. En France la durée de fonctionnement annuelle moyenne constatée sur la période 2003-2005 est de l'ordre de 2000h

Ces coûts ne tiennent pas compte des externalités liées à l'intermittence de l'éolien, qui peuvent être importants en fonction des sites et des réseaux concernés.

.

À titre de comparaison les coûts de référence établis dans les mêmes conditions d'actualisation sont, pour différents types d'énergie[13] :

	Charbon pulvérisé	Charbon LFC	Gaz cycle combiné	Nucléaire EPR
MSI en 2007	35,1 €/MWh	36,5 €/MWh	35,7 €/MWh	
MSI en 2015	33,7 €/MWh	32,0 €/MWh	35,0 €/MWh	28,4 €/MWh

Retombées financières locales

La construction des centrales éoliennes nécessite des moyens de montage très performants compte tenu de la grande hauteur notamment en matière d'engins de levage. Les équipements sont par ailleurs fabriqués par un petit nombre d'industriels européens, sans possibilité de localisation importante. On ne peut donc pas attendre en France de retombées économiques significatives à la construction.

Pendant la phase exploitation, deux sujets suscitent l'intérêt :

- La fiscalité locale sur la production et le foncier. Elles représentent, annuellement, de l'ordre de 1% du montant de l'investissement
- La rente de situation liée à l'obligation d'achat de l'électricité à un tarif élevé faite aux électriciens. (cf. ci après)

Prix de rachat de l'électricité produite ; Rentabilité

L'arrêté du 8 juin 2001 fixe le prix d'achat par EDF de l'électricité produite suivant le tableau ci-après :

Qualité des sites Durée annuelle de fonctionnement de référence	Années 1 à 5 (€/MWh)	Années 6 à 15 (€/MWh)	Années 16 et au-delà Deuxième contrat (€/MWh)
1900 h et moins	83,8	83,8[14]	44,2
Entre 1900 et 2400 h	83,8	Interpolation linéaire	44,2
2400h	83,8	59,5	44,2
Entre 2400 et 3300 h	83,8	Interpolation linéaire	44,2
3300 h et plus	83,8	30,5	44,2

Ce tarif bénéficie d'une indexation annuelle. Il est applicable en France métropolitaine. Le tarif pour la Corse et les DOM-TOM est supérieur de 12 €/MWh en moyenne.

Si l'on se réfère aux coûts prévisionnels, ces prix d'achat sont très incitatifs. Les investissements bénéficient de plus des conditions d'amortissement dégressif extrêmement favorables accordées aux équipements de production d'énergie renouvelable (Articles 39 AA et AB du Code Général des

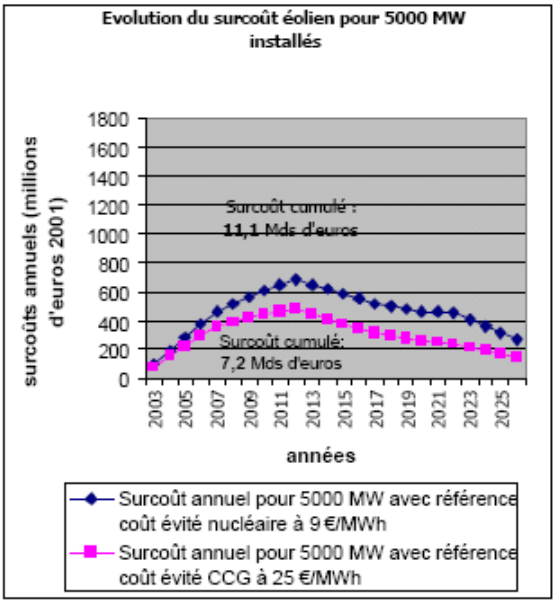
[13] DGEMP-DIDEME : « Coûts de référence de la production électrique ». Décembre 2003. Version pdf téléchargeable sur le site : www.industrie.gouv.fr (DGEMP/publications). Le gaz y est estimé à 3,3$/MBTU et le charbon à 40 €/t, mais les rejets de CO_2 ne sont pas pris en compte.

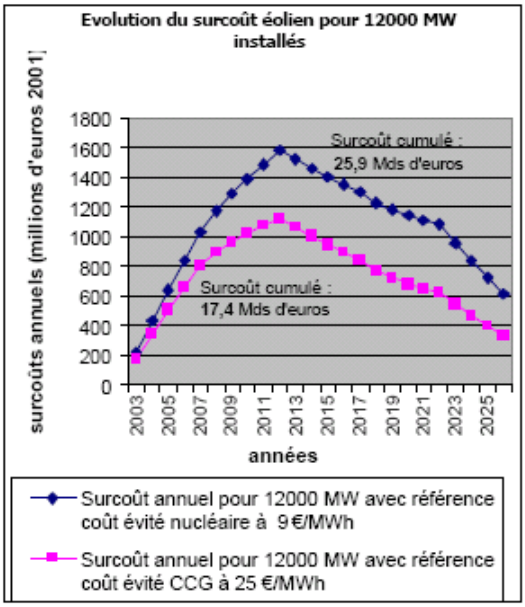
[14] Cette pérennité du prix d'achat pour les sites médiocres est paradoxale, car elle n'incite pas à la recherche de sites « rentables ».

Impôts[15]. On a ainsi constaté un foisonnement de projets déposés après la publication de l'arrêté.

La Commission de Régulation de l'Électricité (CRE) a estimé que ce tarif entraîne une rentabilité après impôt des fonds propres de 13% pour une durée de fonctionnement de 2000 heures par an et 26 % pour 3000h par an[16].

Ce tarif engendre un surcoût égal au prix d'achat de l'éolien minoré seulement de l'économie correspondante de combustible fossile ou nucléaire. Les graphiques ci-dessous présentent les surcoûts annuels pour des puissances installées en 2010 de 5000 MW (prévision du gouvernement) et de 12000 MW (prévisions de certains acteurs de la filière éolienne)





Hypothèses : 500 MW par an entre 2001 et 2010 à 2600 heures, 1200 MW par an entre 2001 et 2010 à 2400 heures.

Le surcoût cumulé sur les vingt prochaines années serait, selon la CRE, compris entre 7 et 11 milliards d'euros dans l'hypothèse de 5000 MW installés en 2010 et compris entre 17 et 26 milliards pour 12 000 MW installés. Ces surcoûts ne prennent pas en compte ceux liés à la disponibilité de centrales thermiques nécessaires pour assurer la sécurité d'alimentation du réseau face à l'intermittence de l'éolien.

L'éolien offshore

Quant à l'éolien offshore, un premier projet français de 105 MW (21 machines) vient d'être lancé à Veulettes sur mer.

Un communiqué du ministère de l'Industrie[17] annonce un « *prix d'achat garanti de 100€/MWh, à comparer à 45 €/MWh, prix de l'électricité sur le marché de gros* ». Il estime pour ce seul projet un « ***surcoût annuel de 17 M€ à la charge des consommateurs*** » tout en soulignant ─ mais peut-être s'agit-il d'humour ─ que *« ce projet permettra aux Français d'apprécier l'intérêt de l'éolien offshore. »*

Les enjeux industriels :

[15] Ces dispositions permettent à un investisseur avisé, avec un parc croissant, d'économiser la totalité de son impôt sur les sociétés. Un perte pour l'Etat finalement à la charge du contribuable.

[16] Avis de la Commission de Régulation de l'Electricité en date du 5 juin 2001 –version pdf téléchargeable sur le site www.cre.fr (délibérations)

[17] Communiqué de presse N° 462 du ministère de l'Industrie du 14 septembre 2005.

Les politiques de soutien au développement de l'éolien dans plusieurs pays, particulièrement pour l'Europe en Allemagne et au Danemark, ont conduit à l'émergence d'un marché, certes artificiel, mais stable et garanti. Une industrie s'est développée, dominée par les constructeurs allemands, américains et danois qui se sont appuyés au démarrage sur leur marché intérieur. Ce sont aujourd'hui les principaux intervenants sur le marché français:

Constructeurs	Part de marché français en 2004
GI Wind Energy (US)	35%
Vestas (DK)	24%
Enercon (D)	14%
RE Power (D)	11%
Jeumont (F)	11%
Autres	5%

Les constructeurs français perdent du terrain car ils ne disposent pas de machines de forte puissance. Le groupe AREVA s'intéresse à la construction d'éoliennes, d'autant qu'une synergie peut être développée avec son pôle Transmission-Distribution repris à Alstom. Après s'être intéressé a l'achat du danois Bonus (finalement repris par Siemens), il a acquis en septembre 2005 21,1% du capital de l'allemand RE Power, spécialisé dans les turbines à forte puissance particulièrement bien adaptées aux implantations off shore.

4. DONNÉES ÉCOLOGIQUES

Aspects paysagers

Nulle installation de production d'énergie n'est exempte d'un certain impact paysager.

A l'instar de l'énergie solaire, le vent est une énergie diffuse et de très faible densité. Son intensité augmente avec la hauteur au-dessus du sol. Les installations tendent donc vers de fortes puissances, avec des hélices de grand diamètre, ayant leur axe très au-dessus du sol. On est passé du standard de 300 kW (80m de haut) au début des années 90 au standard terrestre de 2,5 à 3,5 MW (130 à 150m de haut) à partir de 2004. Par ailleurs, l'effet de traîne conduit à devoir espacer les éoliennes les unes par rapport aux autres.

Ainsi, compte tenu de l'intermittence du vent, il faut par exemple 6000 éoliennes d'1 MW couvrant 420 km² pour produire autant d'électricité qu'une centrale conventionnelle (charbon, gaz, nucléaire)[18] de 1500 MW qui occupe 1 km².

Cela n'a qu'une importance relative dans les régions industrielles déjà largement couvertes d'édifices plus ou moins hauts et sans attrait touristique. Les éoliennes doivent cependant être implantées sur les hauteurs, là où le vent souffle à son maximum. Si l'on y ajoute la rotation des hélices, les installations industrielles éoliennes (baptisées « fermes » sans doute pour en atténuer l'impact psychologique) se remarquent de loin.

Les pays qui se sont lancés résolument dans la production éolienne d'électricité ont couvert des régions entières d'éoliennes.

La distance de visibilité des éoliennes croît avec le carré de la hauteur de celles-ci. Ainsi une éolienne de 300 kW nominal (80 m de haut) est visible à 10 km en terrain plat, alors qu'une éolienne de 2,5 MW nominal (150 m de haut) est dans les mêmes conditions visible depuis 45 km. Ces distances sont en fait bien plus importantes car les éoliennes sont préférentiellement situées sur des points hauts.

Cette visibilité revêt une importance toute particulière dans les régions touristiques ou comportant un patrimoine architectural historique.

Sur les côtes, la ressource éolienne est importante. Ainsi la façade atlantique européenne est-elle privilégiée pour l'éolien. Un bilan économique tourisme / éoliennes devrait s'imposer préalablement à toute décision d'implantation.

[18] Notons qu'il faut aussi disposer d'une puissance « conventionnelle » presque aussi importante pour suppléer les éoliennes pendant les 80% du temps où le vent fait défaut.

Notons que, quoiqu'ils n'y soient pas obligés, les investisseurs enterrent généralement les lignes pour limiter l'impact visuel global.

Autres aspects environnementaux

Les plus

Une énergie renouvelable : Le vent est renouvelable, et ainsi les kWh produits à partir de l'énergie éolienne épargnent d'autant les ressources limitées de la Planète en pétrole, gaz, charbon, et uranium. En cela, l'éolien contribue incontestablement au développement durable.

Rejets : Le vent est une énergie propre : elle n'engendre aucun rejet[19].

Effet de serre : L'éolien ne rejette aucun gaz à effet de serre autre que celui dû à la fabrication des matériaux employés (ciment, acier, etc.). C'est ce qui explique son engouement dans des pays comme le Danemark et l'Allemagne, deux gros producteurs européens de CO_2.

Les moins

Bruit : La technologie des éoliennes a fait de grands progrès en matière de bruit. Il demeure qu'avec l'accroissement de puissance unitaire des machines, le bruit engendré reste perceptible de loin (45 dBA à 300 m pour les machines de dernière génération), et la distance entre une installation éolienne et l'habitat n'est pas à ce jour fixée[20].

Interférences hertziennes : La rotation des hélices interfère avec les ondes hertziennes, et une étude soignée doit être faite pour vérifier que cela n'entraîne aucune gène vis-à-vis des riverains.

Oiseaux : Les côtes constituent des routes migratoires traditionnelles, et les pales en rotation des hélices constituent un danger pour les oiseaux migrateurs (la vitesse périphérique des pales peut atteindre 300 km/h)[21].

Effet stroboscopique : Plusieurs associations (allemandes notamment) se plaignent du fait que les pales d'hélice cachant le soleil à intervalles lents et réguliers peut avoir à la longue des répercussions psychologiques graves sur les riverains.

Démantèlement : La tenue de mâts pouvant dépasser les 100 m de hauteur et sollicités par le vent s'exerçant sur de gigantesques pales nécessite l'implantation de socles de plusieurs centaines de tonnes de béton armé enfoncés en terre. Si l'enlèvement des parties aériennes des éoliennes est explicitement mentionné sur la plupart des contrats, ceux-ci sont généralement discrets sur le démantèlement de ces énormes blocs de béton.

Kyoto et la place de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne contribue à limiter la production de gaz carbonique, notamment dans les pays où l'électricité est essentiellement produite à base de ressources fossiles. C'est le cas du Danemark où l'éolien réduit de 18 % la production d'électricité à partir de charbon et, à un degré sensiblement moindre, de l'Espagne et de l'Allemagne. A l'inverse, lorsque la part des énergies fossiles dans la production d'électricité est faible (cas de la Suède, de la Suisse et de la France), l'éolien ne permet pratiquement pas de réduire les rejets de CO_2.

---

[19] Cette qualité constitue un avantage essentiel dans des pays bien ventés comme la Grèce comportant de nombreuses îles, où l'éolien se substitue en partie aux diesels, jusqu'alors seule source d'électricité, qui entraînent une pollution massive de la mer Égée.

[20] La jurisprudence semble donner 500m, mais cette distance est généralement jugée insuffisante par les riverains.

[21] Très sérieusement les californiens utilisent une nouvelle unité : le « nombre d'oiseaux tués par MW et par an » – sic –. Ce chiffre (0,05) devrait, selon les promoteurs d'éoliennes, diminuer : les oiseaux (tout au moins ceux qui ont réchappé !) modifieraient à la longue leurs trajets migratoires.

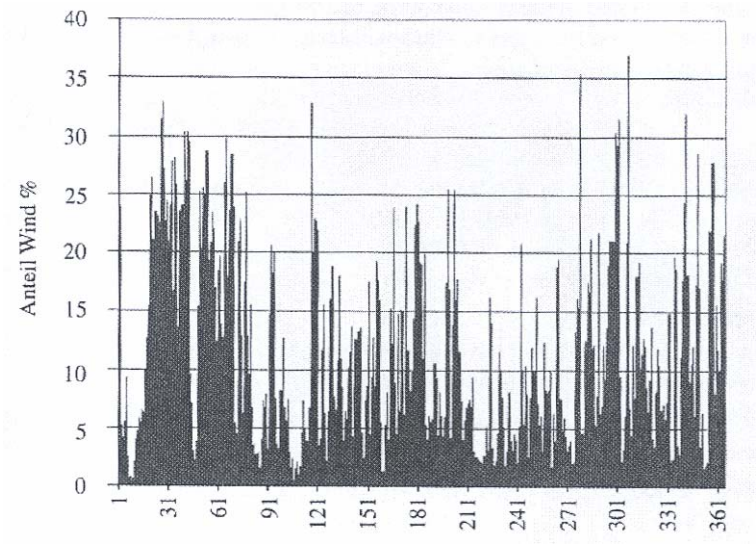
5. L'EXPÉRIENCE ALLEMANDE

L'expérience allemande[22] est la plus significative en Europe et au monde, et mérite à ce titre qu'on s'y attarde.

Situation actuelle
15 000 machines sont en service fin 2003, totalisant 14600 MW, pour une production de 20 TWh [23], soit une durée équivalente pleine puissance de 1400 heures (sur 8760, soit 16%).

Prévisions en 2030
Les emplacements se faisant rares, l'accroissement du parc éolien repose sur un « Repowering », remplacement des anciennes petites éoliennes (30 à 500 kW installées dans les années 90) par de plus puissantes (2,5 à 3,5 MW, 150m de haut) et, à partir de 2010, un accroissement considérable de la puissance avec un objectif de 36 à 42 000 MW en 2030, dont 20 à 25 000 MW offshore.
La durée d'utilisation annuelle en mer est estimée à 4000h dans la zone utile de 10 à 20m/s (35 à 70 km/h). Cependant les coûts de construction en mer et des lignes HT en courant continu pour acheminer l'énergie jusqu'à la terre ferme sont si élevés que l'auteur doute de la rentabilité de l'éolien marin.
La moitié de la puissance offshore serait implantée en Mer du Nord jusqu'à 100 km des côtes, et un projet pilote de 60 MW a été engagé à Borkum-West pour un montant de 125 à 140 M€.

Expérience d'exploitation
L'électricien E.ON a distribué 115 TWh en 2002, dont 8 ont été fournis par 5800 MW éoliens répartis dans toute l'Allemagne.
La figure ci-dessous montre les écarts de production d'énergie au cours d'une année.



L'électricien KEV (Région de l'Eifel) s'appuie sur une puissance de 73 MW, où l'éolien peut atteindre 50 MW selon une courbe de disponibilité analogue à la précédente. Il souligne que l'éolien n'a rien fourni par exemple le 17 décembre 2001, un jour de pic de la demande. En novembre de cette même année, la puissance est passée d'un jour à l'autre de 0 à 50 MW.

Ces deux exemples illustrent la difficulté d'insérer harmonieusement dans le réseau la contribution très fluctuante de l'éolien sur l'année.

Quelques données économiques
La subvention annuelle à l'éolien représente 1,3 G€ (milliard d'Euros), et s'élèvera à 3,5 G€ lorsque l'éolien fournira 10% de l'électricité.

---

[22] Extrait de « International Journal Energy Technology and Policy », Vol 3, 1er semestre 2005, par Helmut Alt, Ingénieur électricien, ancien chef de département à la RWE.
[23] Sur un total de 500 TWh, soit 4%.

Les électriciens allemands sont tenus d'acheter à 85 €/MWh (soit 3 fois le coût de l'électricité classique) tout le courant produit par les éoliennes, y compris aux heures où il n'y a pratiquement aucune demande.
E.ON prévoit un budget de 850 M€ en 2016 en achat d'électricité pour compenser les défaillances de l'éolien, plus 550 M€ pour le réseau de transport et distribution de l'éolien.
A ce même horizon, l'électricien RWE prévoit de son côté la construction en thermique classique (ou l'approvisionnement en importation) de 400 MW pour suppléer aux défaillances de l'éolien.
Les accidents d'éoliennes sont relativement fréquents, entraînant des indemnisations de 45 M€ par les assurances, pour une prime globale de 30 M€, l'incidence étant de 3€ par MWh.

S'il est à peu près possible de prévoir les variations de vent d'un jour à l'autre, il est en revanche impossible de les prévoir à long terme, d'où la nécessité de puissance de réserve (thermique), notamment pour les périodes anticycloniques d'hiver, où la puissance appelée est à son maximum et les éoliennes … en drapeau.

Conclusion

Le retour d'expérience de l'éolien allemand, tel que rapporté par H. Alt, s'avère décevant :
- Peu d'électricité produite (20 TWh soit 4 % de la production allemande) en raison de la faiblesse du vent pour les installations à l'intérieur des terres,
- Coût élevé pour la collectivité,
- Nécessité de dimensionner le parc de production thermique pour faire face aux jours sans vent, fréquents notamment en hiver,
- Difficultés pour faire face aux variations rapides de charge (en période creuse, le dispatching peut d'ores et déjà devoir faire face à des variations de charge de 10 % par minute).

Il apparaît clairement au vu des exemples donnés que l'électricité éolienne n'est pas une électricité décentralisée, car elle a besoin d'être secourue par un réseau THT puissant et, dans certaines conditions, de déverser son trop plein de production dans un réseau THT.
Les projets de développement massif de l'éolien en mer suscitent de fortes réticences, malgré l'intérêt d'y bénéficier de conditions de vent beaucoup plus favorables, pour les raisons suivantes :
- Coût très élevé des machines installées en mer et du raccordement au réseau électrique,
- Éloignement des lieux de consommation (distance moyenne de l'ordre de 1000 km),
- Risque de perte simultanée de milliers de MW en cas de tempête en Mer du Nord nécessitant la mise à l'arrêt de l'ensemble du parc.

L'éolien a atteint en Allemagne un niveau tel que les oppositions, parfois violentes, s'intensifient, comme en témoignent « Libération » du 25 août 2005 ou un numéro de 2003 du « Spiegel » qui qualifie l'éolien de « *Saccage du paysage hautement subventionné* ».

6. L'ÉOLIEN EN FRANCE

Cadre réglementaire

Le cadre réglementaire du développement de l'éolien en France en vigueur ces dernières années[24] est défini dans la loi N° 2000-108 du 10 février 2000 et repose sur les dispositions générales suivantes qui restent en vigueur jusqu'en février 2007 :

- L'installation d'une éolienne d'une hauteur supérieure à 12m nécessite un permis de construire.
- Un projet dont la puissance totale installée sur un même site est supérieure à 2,5 MW doit faire l'objet d'une étude d'impact et d'une enquête publique.
- Obligation d'achat par EDF de l'électricité produite à un tarif préférentiel fixé par arrêté ministériel pour les parcs de puissance inférieure à 12 MW.

C'est au niveau des régions et des départements, dans le cadre des enjeux locaux d'aménagement du territoire, que sont définies les contraintes auxquelles sont soumises les implantations de projets éoliens.

A l'échelle de la région un schéma régional éolien peut être mis en place (ce n'est pas une obligation) indiquant les secteurs géographiques les mieux adaptés à l'implantation d'éoliennes. Ce document qui se limite à émettre des recommandations relatives à la recherche des sites n'a pas de portée réglementaire.

Au niveau du département, un schéma départemental éolien, établi à partir de données techniques, environnementales et patrimoniales du département, permet de définir et de répertorier :

- Des « territoires protégés » qui répondent à des servitudes techniques, environnementales ou patrimoniales bien identifiées et où toute implantation d'éoliennes est interdite.
- Des « territoires très sensibles » à fortes contraintes, où les maîtres d'ouvrage devront démontrer la compatibilité de leur projet avec les enjeux du site choisi.

En fait ces schémas éoliens, élaborés sur des critères variables d'un département à l'autre, sont des documents de préconisation qui ne conduisent pas à un choix d'espaces susceptibles d'accueillir dans de bonnes conditions des fermes éoliennes. Les dossiers de permis de construire qui comprennent l'étude d'impact réalisée par le promoteur, et le rapport d'enquête publique sont soumis à l'avis des différents services de l'État et normalement à la commission départementale des sites, avant transmission au Préfet pour décision.

La situation

Le nombre de ces dossiers a littéralement explosé[25] depuis l'adoption en 2001 de la tarification très contraignante d'achat du kWh imposée à EDF. C'est sans véritable cadre juridique que les différents services de l'État doivent instruire ces dossiers, dont le contenu est le plus souvent insuffisant pour permettre de donner un avis solidement argumenté, laissant ainsi la place aux pressions de toutes sortes. C'est ainsi que les projets, généralement soutenus par les municipalités très motivées par la manne de la taxe professionnelle[26], s'imposent souvent sans réelles justifications.

Les réactions de l'opinion

Ce contexte donne naissance à des réactions souvent très négatives des populations concernées qui cherchent alors à faire obstacle aux maires et aux investisseurs.

C'est principalement l'impact paysager qui soulève et motive les oppositions et ceci à deux niveaux :

- Au niveau des riverains pour qui la vue ou la proximité d'une ferme éolienne portent une forte atteinte au paysage familier, ressentie comme une agression, et qui entraîne en outre une dépréciation[27]

---

[24] La nouvelle loi d'orientation sur l'énergie du 13 juillet 2005 apporte des modifications que nous verrons plus loin.

[25] Plus de 2500 demandes de permis de construire sont actuellement en cours d'instruction.

[26] Une centrale de 5 éoliennes de 2 MW rapporte par an : 60 000 € à la commune, 60 000 € au département, 12 000 € à la région, 15 à 25 000 € au propriétaire du terrain. Source EDF.

[27] Généralement estimée à 30%

du patrimoine immobilier, à la location comme à la vente. Le phénomène de « Nimby »[28] apparaît dans toute son ampleur au rythme des dépôts de dossiers.

- A un niveau plus large de populations, les oppositions sont motivées par la sauvegarde de sites emblématiques soumis à la convoitise des investisseurs pour leur qualité aérologique (bords de mer, crêtes dans les massifs montagneux …) et d'une façon générale par la protection des sites touristiques paysagers ou architecturaux.

Ces oppositions s'organisent en associations très actives qui n'hésitent pas à attaquer les décisions auprès des tribunaux administratifs, avec l'aide et l'appui dans leur action de fédérations bien organisées et très professionnelles[29]. De nombreuses batailles sont ainsi engagées autour de sites réputés[30].

Hormis les oppositions mentionnées ci-dessus, qui sont essentiellement des oppositions de terrain, l'énergie éolienne bénéficie aux yeux du grand public, en France comme ailleurs, d'une bonne image. La plus populaire des énergies renouvelables, elle est parée, de façon un peu imaginaire, de toutes les vertus écologiques bien sûr : propreté, proximité... mais aussi économiques : ressource inépuisable et gratuite. Elle est très activement soutenue par les "Verts" qui la présentent couramment comme « alternative au nucléaire » : Le slogan « Plus d'éoliennes, moins de nucléaire » fait recette auprès d'un large public pour lequel le nucléaire n'est pas totalement accepté, tonalité soutenue par la plupart des médias.

Les dispositions de la nouvelle loi sur l'énergie

Face à cette situation peu satisfaisante, une certaine réaction est apparue au niveau politique, et de nouvelles dispositions concernant le développement de l'éolien ont été prises à l'occasion de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique.

La principale modification apportée par cette loi, est la définition au niveau des départements, de « zones de développement de l'éolien », prenant en comptes leur potentiel éolien, les possibilités de raccordement aux réseaux et la protection des sites et des paysages. Ces zones sont proposées par la ou les communes dont tout ou partie du territoire est compris dans le périmètre proposé. Les propositions précisent la fourchette de puissance pouvant y être installée et sont accompagnées de tous les éléments permettant d'en apprécier les différents aspects techniques et environnementaux. La décision appartient au préfet du département, après avis de la commission départementale des sites et paysages et des communes limitrophes à celle (ou celles) ayant déposé la proposition. Aucune limite minimale ou maximale de puissance n'est imposée, mais tout projet d'implantation de machines dont la hauteur de mât dépasse 50 mètres est soumis à ces dispositions. L'acceptation du dossier entraîne, de facto, l'obligation d'achat dont la tarification est inchangée.

Afin de tenir compte du long délai d'étude des projets et de préparation des dossiers, il est prévu que les dispositions de la loi antérieure restent en vigueur pendant deux ans après la publication de la nouvelle loi.

La place de l'éolien dans la production électrique

Examinons plus concrètement quel concours peut apporter l'éolien en France, où la production d'électricité se répartit entre différentes sources primaires comme suit (année 2003) :

Nucléaire : 78%, production de base, modulation programmée ;
Hydraulique : 12%, à scinder en :
Production « au fil de l'eau » en base, et
Barrages.
Ceux-ci et le Thermique fossile (10%) sont essentiellement affectés aux pointes et au suivi de charge.

---

[28] Not In My Back Yard (Pas dans mon jardin)
[29] La fédération « Vent de Colère » regroupe environ 250 associations locales.
[30] Les Abers bretons, mont Mézenc, abbaye de Fontfroide, château de Touffou, site historique d'Azincourt, site de Fécamp. On peut multiplier les exemples.

Comme précisé précédemment, la production intermittente et non garantie des parcs éoliens ne permet pas de les substituer en tant que moyens de production aux centrales qui produisent de l'énergie continue, indispensable pour la gestion et la sécurité d'alimentation du réseau. Ce n'est donc pratiquement que la consommation de combustible évitée, fossile ou nucléaire, qui est à mettre au crédit de l'éolien.

Avec un coût moyen de production de l'éolien de 51,5 €/MWh (voir chapitre 3 « Données économiques » ci-dessus), et après déduction des coûts de combustible évité,
le **surcoût réel** (hors subventions) de l'éolien est de :

51,5 – 9 = **42,5 € / MWh** en référence au nucléaire
51,5 – 25 = **26,5 € / MWh** en référence au gaz naturel[31].

La substitution de production nucléaire par de l'éolien est donc très largement déficitaire. Le bilan par rapport au thermique gaz est moins défavorable et pourrait à terme s'approcher de l'équilibre si l'on prend en compte les externalités évitées (notamment le CO_2), évaluées pour la filière à 14€ / MWh, et si les prévisions de réduction de coût de la filière éolienne se réalisent. La hausse du prix du gaz devrait également conforter la tendance.

Compte tenu de la structure du parc de production national où la faible part de la production thermique fossile est nécessaire pour assurer les pointes de consommation et la sécurité de l'alimentation du réseau, l'essentiel de la production éolienne se substitue en fait, en France métropolitaine continentale, à du nucléaire. Le bilan, au plan national, est donc économiquement très négatif et ne présente que très peu d'intérêt pour la qualité de l'air et la lutte contre l'effet de serre, la consommation de combustible fossile ne pouvant être significativement réduite. Cette situation explique le lent démarrage de l'éolien en France, comme dans les pays ayant peu recours au thermique (Suède, Suisse, Canada …) et les maigres résultats du plan « Eole 2005 » lancé en 1996.

C'est à partir de 2001, pour les raisons déjà évoquées, que le nombre de projets s'est multiplié, portés souvent par des promoteurs étrangers mais aussi par de nouveaux promoteurs français[32], tandis que les équipements sont en majorité importés[33]. Malgré le délai de 3 ans en moyenne entre le début d'un projet et sa mise en service, les objectifs officiels sont aujourd'hui de 2000 MW installés en 2007 et de 5000 MW en 2010.

Les dispositions tarifaires mises en place (précisées dans le chapitre 3) conduisent à un prix moyen d'achat par EDF sur les 15 premières années d'exploitation d'un site, d'environ 30% supérieur au coût de production de la filière. En fonction de la qualité du site, cette marge offre à l'investisseur une rentabilité moyenne de 20% après impôts, tandis que le surcoût du prix d'achat par rapport au prix de revient moyen des autres sources est refacturé par EDF aux abonnés[34]. Si l'objectif de 5 000 MW d'éoliens installés en 2010 est atteint, le montant total ainsi refacturé atteindra cette année-là 540 millions d'euros[35], tout ceci pour une production d'électricité inférieure à 2,5% de la consommation nationale.

Comme le dénonçait la CRE dès 2001[36], le tarif d'achat de la production éolienne est trop élevé. Il procure une rentabilité excessive aux investisseurs et engendre un surcoût anormal à la charge du consommateur.

---

[31] Ce calcul ne vaut qu'en métropole continentale ; dans les îles (Corse, DOM TOM), la référence est le fioul brûlé dans des groupes électrogènes (rendement 25 %), et l'éolien a plus de chances d'y être compétitif.

[32] EDF a créé une filiale – SIIF Energies - consacrée aux éoliennes qui a l'intention de prendre 30% du marché français et qui travaille aussi à l'étranger.

[33] Les deux principaux constructeurs français qui sont Jeumont Industrie et Vergnet S.A. ne figurent pas parmi les dix premiers constructeurs mondiaux.

[34] Ce surcoût est compris dans la « Contribution aux charges de service public » mentionnée sur les factures.

[35] Calcul prévisionnel du surcoût facturé à l'abonné en 2010 :

- surcoût facturé par MWh éolien: écart entre prix d'achat du MWh éolien et prix de revient du MWh nucléaire : 83,8 € - 30 € = 53,8 €/MWh
- énergie éolienne produite en 2010: puissance éolienne prévue 5 000 MW x nombre annuel d'heures à pleine puissance 2 000 heures (suivant statistiques des 3 dernières années) = 10 000 000 MWh.
- surcoût total facturé : 10 000 000 x 53,8 = 538 millions d'€.

[36] Commission de Régulation de l'Electricité, site www.cre.fr

Rappelons aussi le surcoût annuel de 17 M€ à la charge des consommateurs français pour les 105 MW du premier projet français offshore (voir chapitre 3).

On doit d'autre part remarquer que la France étant exportatrice d'électricité vers des pays voisins gros consommateurs d'énergie fossile, notre production éolienne se substitue, in fine, à l'échelle européenne, à de la production thermique fossile. L'éolien français trouve ainsi une certaine justification au niveau de l'Europe, mais la charge correspondante devrait en toute rigueur être supportée par les pays importateurs plutôt que par les consommateurs français.

L'avenir ?

Au-delà de cette anomalie on ne peut conclure sur le développement de l'éolien en France sans se pencher sur la structure du parc de production de demain, ou plus simplement sur la place du nucléaire.

Si la structure actuelle se maintient, c'est à dire une production de base essentiellement nucléaire, un développement volontariste de l'éolien ne se justifie pas à l'échelle nationale.
Il pourrait en revanche se justifier à l'échelle européenne si des réductions de coûts significatives se réalisaient sur la filière. Cela reviendrait à tirer profit du potentiel éolien de la France pour réduire la consommation européenne d'énergie fossile, sous réserve qu'il n'en résulte aucun surcoût pour le consommateur français ni aucune détérioration inacceptable de notre patrimoine paysager ou historique.

En revanche, si la politique énergétique française devait s'orienter vers moins de nucléaire ou son abandon à terme, quel que soit le développement de l'éolien, la France devrait, à plus ou moins brève échéance, revenir à plus de thermique fossile pour faire face à ses besoins. Ce type de situation serait bien difficile à gérer si l'on se fixe vraiment comme objectif prioritaire de réduire les émissions de CO_2, raison d'être des engagements de Kyoto, à l'origine de la directive européenne favorisant les énergies renouvelables.

Enfin un aspect important concernant l'éolien en France est son impact environnemental ; La France dispose en effet d'un patrimoine touristique de grande valeur qui représente beaucoup d'emplois et constitue un enjeu essentiel de notre économie.
Les nouvelles dispositions votées devraient permettre un encadrement plus rigoureux des projets et de leurs implantations.

Conclusion

Si l'on s'en tient à la France continentale, l'éolien industriel n'a pas de justification économique et n'apporte pratiquement rien au bilan des émissions de gaz carbonique. Pire, un développement important rendrait nécessaire la mise en place de capacités thermiques supplémentaires pour assurer la relève de l'éolien pendant les pannes de vent (au moins 2/3 du temps), avec émissions de gaz à effet de serre, ce qui n'est évidemment pas le but recherché.

Le développement de l'énergie éolienne n'est dû qu'à une politique artificielle de subventions, coûteuse pour le consommateur, poussée principalement par les opposants au nucléaire qui le présentent à tort comme une alternative à celui-ci.

Cette forme d'énergie peut cependant se justifier lorsqu'elle se substitue, même partiellement, à du thermique (charbon, pétrole, gaz). C'est le cas pour la Corse et les DOM TOM, et en Europe pour de nombreux pays encore très tributaires du thermique fossile.

De par sa façade atlantique, la France dispose de gisements éoliens intéressants. Vu au niveau européen un développement (bien conçu et respectueux des sites) de ces gisements pourrait, par le biais des exportations d'électricité, éviter l'émission de gaz à effet de serre chez nos voisins dont la production de base reste thermique. Mais est-ce au consommateur français qui en subira les conséquences de payer la note ?

❖ ❖ ❖