

► **DIRECTION DES ETUDES ECONOMIQUES ET DE L'EVALUATION ENVIRONNEMENTALE**

► **DOCUMENT DE TRAVAIL**

OUVERTURE DES MARCHES DE L'ELECTRICITE ET ENVIRONNEMENT

**Dominique BUREAU
Sylvie SCHERRER**

**Série Synthèses
N° 01-S04**



Site internet : <http://ww.environnement.gouv.fr>
20 avenue de Ségur - 75302 Paris 07 SP

► RESUME

<p style="text-align: center;">Ouverture des marchés de l'électricité et environnement D. BUREAU, S. SCHERRER</p>
--

L'ensemble des marchés énergétiques, et plus particulièrement le secteur de l'électricité, sont soumis à des bouleversements sans précédent, qui résultent en premier lieu du processus de libéralisation en cours. L'ouverture des marchés se traduit par une restructuration du capital des opérateurs existants, avec l'émergence de grands groupes. Il se traduira également, dans un contexte de surcapacités sur la plaque continentale, et sous l'effet de la concurrence, par une restructuration profonde des capacités de production. L'environnement constitue un autre facteur important, les politiques dans ce domaine étant susceptibles de modifier la compétitivité relative des différents types d'équipements.

Les coûts externes constituent un élément essentiel des coûts du système électrique. En l'absence d'internalisation satisfaisante de ceux-ci, la libéralisation de ce marché peut accroître les atteintes à l'environnement compte tenu de la focalisation accrue des opérateurs sur la minimisation des coûts qu'ils supportent. Cet argument n'est cependant pas un argument contre la libéralisation en soi, mais plutôt pour mettre en place les politiques environnementales appropriées. Celles-ci sont urgentes pour tirer pleinement les bénéfices des restructurations à venir de cette industrie ; et leur bon niveau est souvent européen.

L'interaction entre libéralisation et environnement peut cependant avoir d'autres facettes, telles que le développement des exigences de labellisation écologique, ou l'incitation à l'innovation dans les équipements de proximité pour échapper à une insécurité accrue des réseaux de transport.

Surtout, la crise californienne montre que des imperfections des politiques environnementales peuvent exacerber celles de la régulation du secteur. Etablir des régulations efficaces et cohérentes est donc un véritable défi auquel sont confrontées les autorités de régulation et les pouvoirs publics.

Ce document n'engage que ses auteurs et non les institutions auxquelles ils appartiennent. L'objet de cette diffusion est de stimuler le débat et d'appeler des commentaires et des critiques.

Sommaire

INCIDENCES SUR L'ENVIRONNEMENT DE LA LIBERALISATION DU MARCHÉ DE L'ELECTRICITE.....	3
ENSEIGNEMENTS GENERAUX TIRES DES PROCESSUS DE DEREGLEMENTATION.....	3
LA PRISE EN COMPTE DES ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX.....	6
APPLICATION AUX PRIX DE RACHAT POUR L'EOLIEN.....	11
ENVIRONNEMENT ET REGULATION DU SECTEUR ELECTRIQUE.....	14
L'IMBRICATION DES ENJEUX.....	14
INTERACTIONS AVEC LA REGULATION DU SYSTEME ELECTRIQUE.....	17
POINTS-CLEFS POUR LES POLITIQUES PUBLIQUES.....	19
ANNEXE 1 : EXTRAITS DE LA LOI ELECTRIQUE	22
ANNEXE 2 : SENSIBILITE DE LA RENTABILITE DE L'EOLIEN A DIFFERENTS FACTEURS.....	25
ANNEXE 3 : PRIX DE RACHAT ET COUTS D'OPPORTUNITE DE LA FILIERE EOLIENNE.....	28
ANNEXE 4 : LES EXTERNALITES DE LA PRODUCTION EOLIENNE.....	30

Introduction

Le secteur de l'électricité, et plus généralement l'ensemble des marchés énergétiques, sont soumis à des bouleversements sans précédent. Ceux-ci résultent tout d'abord du processus de libéralisation en cours, impulsé en Europe par les directives communautaires (96/92/CE du 19 décembre 1996, pour l'électricité). Son impact le plus spectaculaire réside dans la restructuration du capital des opérateurs existants, marquée par des mouvements de concentration dans les pays où opéraient traditionnellement plusieurs opérateurs, et par le développement des acquisitions transfrontières.

Mais les effets à attendre de l'ouverture des marchés ne se limitent pas à l'émergence de grands groupes, souvent multi-énergies. Dans un contexte de surcapacités sur la plaque continentale, une restructuration profonde des capacités de production est prévisible sous l'effet de la concurrence. Si la mesure du degré de réalisation de ce processus demeure difficile, les industriels éligibles semblent d'ores et déjà bénéficier de réductions de prix substantielles, soit à l'occasion d'un changement de fournisseurs, soit par un effet de contestabilité.

L'autre facteur structurant pour l'avenir de cette industrie est l'environnement. Les politiques en ce domaine sont en effet susceptibles d'affecter substantiellement la compétitivité relative des différents types d'équipements, alors même que les options techniquement possibles, à court et plus long terme, apparaissent ouvertes. Le sujet est d'autant plus délicat que la valorisation des nuisances ou pollutions à considérer est entachée d'une grande incertitude, qu'il s'agisse de prendre en compte le risque de changement climatique associé à l'utilisation des combustibles fossiles ; d'évaluer le coût actualisé de stockage des déchets nucléaires ; ou les primes de risque à affecter à cette filière. Qui plus est, l'acceptabilité locale de nouveaux équipements pourrait aussi constituer une contrainte majeure.

La concomitance de ces deux processus conduit à s'interroger sur l'impact environnemental du processus d'ouverture des marchés, et sur la possibilité et les conditions permettant de concilier les deux termes, dans une perspective de « découplage » entre le développement de l'activité économique et celui des dommages à l'environnement, comme le recommande la stratégie environnementale des pays de l'OCDE (2001). Une telle évaluation environnementale de la libéralisation du secteur électrique s'inscrit par ailleurs dans un processus général, visant à faire précéder tout plan ou programme important d'une étude

d'impact environnemental. Celui-ci nécessite toutefois de développer les méthodologies appropriées.

1 - Incidences sur l'environnement de la libéralisation du marché de l'électricité

1-1 - Enseignements généraux tirés des processus de déréglementation

On ne dispose pas actuellement d'étude ayant traité spécifiquement des impacts environnementaux de la libéralisation du marché de l'électricité. Le bilan des expériences de déréglementation dans d'autres secteurs fournit cependant de premiers points de repères sur les mécanismes à considérer.

Celles-ci (Winston, JEL. 1993) montrent qu'en matière de prix, les baisses sont conformes à ce qui pouvait être mis en avant ex ante, les gros consommateurs en tirant cependant plus largement parti que les petits. En termes de qualité et de gamme de services offerts, les améliorations ont parfois été considérables, l'évolution de l'environnement institutionnel stimulant le progrès technique. Enfin, les effets sur les profits des entreprises s'avèrent ambigus car la déréglementation pousse à supprimer les inefficacités, et à remettre en cause d'éventuelles rentes salariales, mais accroît la concurrence sur les prix.

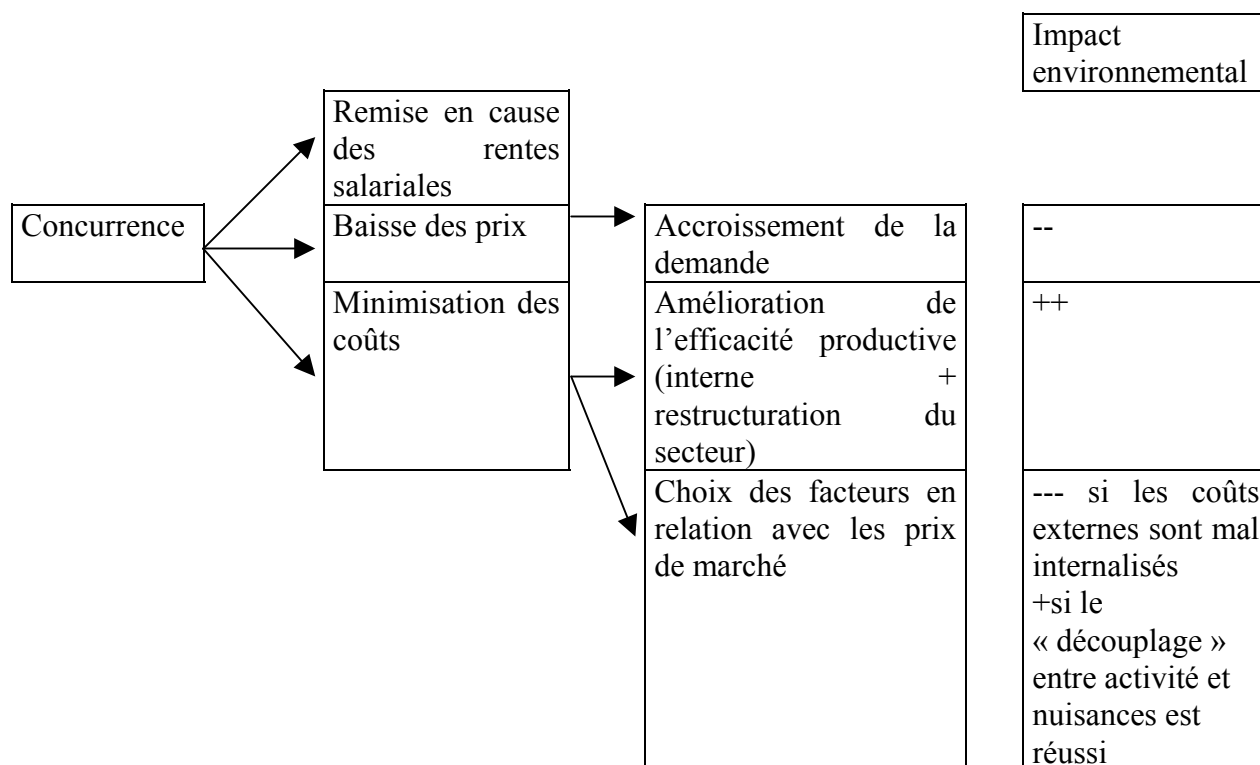
Pour apprécier l'effet sur les facteurs de production, trois éléments sont à considérer (cf schéma 1) :

- L'impact sur la demande de la baisse des prix, qui tend à accroître leur volume utilisé,
- ...la recherche d'efficacité globale qui va en sens inverse.
- ...mais peut affecter de manière très différente les différents facteurs, selon l'écart qui prévalait initialement, vis-à-vis de la minimisation des coûts.

Le premier terme dépend notamment de l'élasticité-prix de la demande adressée au secteur. Celle-ci explique, par exemple, que la déréglementation ait conduit, en écart à la tendance de référence, à un recul de l'emploi dans les transports routiers, et au contraire à un accroissement dans les transports aériens, où l'élasticité-prix est particulièrement élevée. Celle-ci étant (en moyenne, car une analyse plus précise devrait distinguer les différents types

de fournitures du courant) plus modérée dans le secteur électrique, on peut plutôt s'attendre à une utilisation plus économe des facteurs de production, à environnement macroénergétique donné, avec en premier lieu une réduction des surcapacités.

Schéma 1 : Effets quasi-directs.



Une étude récente (Kleit et Terrel, RES. août 2001) documente l'ampleur des gains d'efficacité productive que l'on peut attendre du processus de dérégulation. Ceux-ci sont estimés à 13% pour les Etats Unis en moyenne, pour ce qui concerne la meilleure utilisation des équipements existants.

La focalisation accrue sur la minimisation des coûts ne fait aucun doute. La reconnaissance, aujourd'hui en France par le rapport Charpin, (CGP, 2000) que le retraitement des combustibles nucléaires irradiés n'est pas justifié par des considérations économiques, compte tenu des perspectives de prix de l'uranium, peut d'ailleurs s'interpréter dans cette perspective : des surcoûts qui dans un contexte de monopole public pouvaient aisément être reportés sur les consommateurs, suscitent plus d'attention lorsqu'ils risquent de devenir un handicap vis à vis des concurrents.

Encadré 1- surcoût du retraitement
Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire
Rapport au premier ministre J.M. Charpin pages 100-101

« Le contexte international favorable au retraitement à la fin des années soixante-dix se trouve (...), à la fin des années quatre-vingt-dix, totalement inversé. La principale explication est économique : les prévisions de l'époque sur le développement de la production électronucléaire et sur le volume des réserves d'uranium naturel faisaient craindre une raréfaction voire un épuisement de cette ressource et donnaient ainsi son intérêt à un programme de valorisation du plutonium présent dans les combustibles usés par le retraitement et par son utilisation dans des surgénérateurs. Or, dès le début des années quatre-vingt, les prévisions de développement du nucléaire dans le monde se sont avérées très exagérées. Et le prix de l'uranium naturel, loin de s'envoler, a été plutôt divisé par un facteur quatre entre le début des années quatre-vingt et la fin des années quatre-vingt-dix.

Dans ces conditions, le surcoût lié au retraitement et à la fabrication du combustible MOX, par rapport à la fabrication directe du combustible UOX, neuf par enrichissement de l'uranium naturel n'est pas compensé par l'uranium naturel à travers l'utilisation du plutonium et par celle résultant de la réduction du coût direct du stockage des déchets ultimes. En d'autres termes, cette stratégie représente, du point de vue d'un électricien, une augmentation de son coût du kWh, ceci apparaissant comme un obstacle à sa compétitivité, élément de moins en moins supportable dans un marché qui s'ouvre à la concurrence. »

Une fois épuisés les effets bénéfiques dus au fait que la restructuration conduirait à délaissier des équipements inefficaces, à la fois du point de vue économique et environnemental, l'impact des mécanismes concurrentiels sur l'utilisation des ressources naturelles ou la prise en compte de l'environnement résulterait principalement des propositions suivantes : si le coût social des facteurs environnementaux est internalisé, par le biais de la fiscalité ou de marchés de permis d'émissions, la libéralisation poussera à la suppression des gaspillages, y compris dans le domaine environnemental ; si, en revanche, les ressources environnementales demeurent gratuites, on peut s'attendre à un relâchement des efforts réalisés, pour réduire les coûts, et donc à un accroissement du conflit d'objectifs entre développement économique et environnement.

Ceci conduit à deux premières conclusions :

- l'effet de la déréglementation, en elle-même, sur l'environnement est ambigu. Il dépend d'abord de la qualité de la réglementation environnementale et des incitations mises en place en ce domaine.
- si l'on considère le marché qui nous concerne le plus, c'est à dire celui de la plaque européenne continentale, le risque que les effets bénéfiques attendus de la libéralisation

soient considérablement réduits à court terme par l'absence d'harmonisation et les distorsions des politiques environnementales des Etats-membres est élevé. Il importerait en effet que les écarts de valorisation des dommages environnementaux ressentis par les opérateurs ne reflètent que des différences effectives de préférences ou de capacités locales d'absorption des milieux. Pour les externalités globales, telles que l'effet de serre, les prix devraient être uniformes sur l'ensemble de ce marché pertinent. Sinon, on peut craindre que la restructuration des capacités, ou les choix d'implantations de nouvelles unités, soient trop orientés par des considérations « d'arbitrage » fiscal et réglementaire, et ne contribuent, de ce fait à la minimisation des coûts sociaux.

1-2 - La prise en compte des enjeux environnementaux

La libéralisation modifie par ailleurs les conditions dans lesquelles peuvent être mises en œuvre des missions de service public ou des politiques environnementales particulières. A ce titre, les deux sujets les plus souvent évoqués concernent l'impact paysager des lignes, et les conditions de développement des énergies renouvelables.

S'agissant de la question de l'enfouissement des lignes, il convient de noter en préalable que l'appréciation doit intégrer l'ensemble des effets environnementaux des lignes et des équipements de production concernés, qui sont en partie substituables. Par ailleurs, l'impact de la libéralisation peut sembler, a priori, limité dans la mesure où le réseau continue à relever d'une gestion de monopole public. Mais il faut avoir à l'esprit que la régulation de l'accès au réseau devrait se focaliser, au moins en théorie, pendant la première phase d'ouverture du marché sur la suppression de tout ce qui pourrait constituer barrière à l'entrée. Les contraintes environnementales sur le développement des lignes pouvant être utilisées à cette fin, la régulation de marché pourrait être défavorable à l'environnement de ce point de vue. Pour éviter d'être confronté à la nécessité de gérer sous la pression d'intérêts contradictoires l'arbitrage entre garantir l'entrée ou préserver l'environnement, l'établissement de règles transparentes, s'appliquant de manière équivalente à tous les opérateurs est probablement souhaitable.

Les conditions de développement des énergies renouvelables (ENR) sont, elles, changées plus fondamentalement. Si la libéralisation des marchés ne met pas en cause le maintien

d'obligations de service public, l'ouverture à la concurrence oblige en effet à supprimer les subventions croisées, compte tenu du risque d'écrémage ; et elle incite à la transparence dans la définition de ces missions et dans les conditions de leur financement (Bureau, R. Fse d'Ec.; 1997). L'option qui est apparue la plus satisfaisante en général est la création de fonds financés par l'ensemble des entreprises présentes, dont le produit est versé aux opérateurs assurant les obligations de service public - c'est à dire les services qui ne sont pas fournis spontanément par le marché -, choisis par appels d'offre.

Comment ces idées s'appliquent-elles aux énergies renouvelables ? La question est d'importance compte tenu de la Directive européenne sur la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables qui vise à ce que 22,1 % de la consommation européenne d'électricité soient couverts par ce type d'énergie. Pour sa part, la France est invitée à faire passer la part de l'électricité d'origine renouvelable d'environ 15 % actuellement à 21 % en 2010. Dans le but d'atteindre l'objectif fixé, qui est repris par ailleurs dans le schéma de service collectif de l'énergie, la fixation de prix d'achat garantis a été décidée.

Comment cette évolution des instruments d'intervention utilisés pour favoriser le développement des énergies renouvelables s'inscrit-elle dans le schéma esquissé ci-dessus ?

Dans un contexte où la production d'électricité faisait l'objet de droits exclusifs par EdF, il était naturel de s'appuyer pour le développement de l'énergie éolienne sur des appels d'offres, tels que le programme Eole 2005. La rémunération des moyens mis en œuvre était alors assurée par le biais d'un prix de rachat adapté pour les projets sélectionnés, l'obligation de vendre à EdF la production indépendante ayant comme contrepartie cette obligation d'achat.

L'application stricte du raisonnement précédent aurait conduit à basculer, à l'occasion de la libéralisation du marché, sur des appels d'offre à la moindre subvention, les opérateurs concernés bénéficiant maintenant de l'accès au réseau (et du prix de rachat de « droit commun » pour les opérateurs en situation de « dépendance économique », ne disposant pas de la taille suffisante pour accéder aux consommateurs éligibles).

Cette référence n'est cependant pas la plus pertinente quand on aborde la question des incitations au développement des énergies renouvelables, car il ne s'agit pas tant d'assurer ici la fourniture d'un produit particulier, non fourni par le marché, comme c'est le cas habituellement dans les fonds de service public, que d'influencer la structure des équipements de production en général. Dans ce cas, la subvention constitue plutôt un moyen de corriger l'insuffisante internalisation des coûts sociaux dans les coûts des équipements thermiques, aussi bien traditionnels que futurs, compte tenu de l'absence de taxation environnementale du gaz en France.

Dans cette perspective, c'est plutôt une subvention au kwh « propre », calibrée sur le différentiel de coûts des dommages environnementaux, qui devrait donc être mise en place. C'est cette approche qui a prévalu dans les pays où ces énergies ont pris leur essor. Le fait de donner un bonus aux kwh « propres » est par ailleurs neutre du point de vue de la concurrence, dès lors que la subvention est d'application générale. Il faut toutefois souligner que, dans la mesure où le bonus ne s'applique qu'à des technologies particulières, l'équivalence qui existe, en théorie, entre taxes et subventions environnementales n'est pas assurée. Ces dernières ne sont alors qu'un instrument de second rang.

De manière plus précise, la solution consistant à fixer des prix de rachat spécifiques ne correspond strictement ni à l'une ni à l'autre des deux solutions envisagées ci-dessus ; appels d'offre à la moindre subvention ; ou rémunération explicite des avantages environnementaux. Ceci résulte du fait que la loi électrique (annexe 1) ne permet ni l'une, ni l'autre des deux approches, car elle a maintenu un passage obligé par les prix de rachat à EdF, bien que leur négociation constitue depuis longtemps la pierre d'achoppement des relations entre l'Etat et les producteurs d'électricité. Si l'approche par appels d'offres y est permise, elle est en effet imbriquée avec l'obligation d'achat, ce qui revient à faire l'hypothèse a priori de dépendance des opérateurs concernés. L'enchère porte donc sur un prix de rachat et non sur une subvention. La subvention sous jacente est ensuite versée à EdF, ce qui nécessite une expertise des surcoûts qui lui sont imposés par l'application de ce prix de rachat spécifique. Par ailleurs, le cas d'une subvention environnementale aux kwh propres, financée par les fonds de service public n'est pas expressément prévue.



Encadré 2- Instruments utilisés pour favoriser les ENR

Extrait de la Proposition de Directive du Parlement Européen et du conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.

Les États membres appliquent différents mécanismes de soutien de l'électricité SER au niveau national, notamment une aide à l'investissement, des exonérations ou réductions fiscales, des restitutions d'impôt et une aide soutenant le prix payé au producteur (soutien direct des prix), cette dernière étant le principal outil de promotion de l'électricité SER dans la plupart des États membres. Même si les coûts baissent rapidement en raison des progrès technologiques et d'économies d'échelle de plus en plus grandes, ce soutien devrait rester nécessaire à moyen terme.

Dans le cadre des régimes de soutien direct des prix, les producteurs d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables perçoivent, sur la base de la réglementation nationale, une aide financière directe ou indirecte sous forme de subvention par kWh fourni et vendu. On recense actuellement dans l'Union européenne deux grandes catégories de mécanismes de soutien direct des prix, (i) les systèmes de quotas, et (ii) les systèmes de prix fixes.

(i) Les systèmes de quotas, appliqués notamment au Royaume-Uni, en Irlande et aux Pays-Bas et dont l'introduction est prévue au Danemark et en Flandre, s'appuient sur la fixation du prix par la concurrence entre producteurs d'électricité SER pour les aides disponibles à la suite de la décision de l'État membre concerné concernant le niveau souhaité d'électricité SER.

Deux mécanismes différents sont appliqués actuellement: les cartes vertes et les régimes d'appel d'offres.

Dans un régime de cartes vertes, l'électricité SER est vendue au prix du marché. Pour financer le coût supplémentaire de la production d'électricité SER et veiller à ce que la quantité d'électricité SER souhaitée soit produite, obligation est faite à tous les consommateurs d'acheter une certaine quantité de cartes vertes auprès des producteurs d'électricité SER conformément à un pourcentage fixe, ou quota, de leur consommation/production d'électricité

totale. Les consommateurs souhaitant acquérir ces certificats au prix le plus favorable possible, il se développe un marché secondaire des cartes sur lequel les producteurs d'électricité SER sont en concurrence les uns avec les autres pour la vente des cartes vertes.

Dans un système d'appel d'offres, l'État lance une série d'appels d'offres pour la fourniture d'électricité SER qui va ensuite être fournie à la compagnie d'électricité locale sur la base d'un contrat au prix issu de l'offre. Les coûts supplémentaires générés par l'achat d'électricité SER sont reportés sur le consommateur final d'électricité à travers une redevance spécifique.

(ii) Les systèmes de prix fixes, qui fonctionnent actuellement dans plusieurs pays de l'Union européenne et notamment en Allemagne et en Espagne, se caractérisent par un prix spécifique fixé pour l'électricité SER qui doit être payé par les compagnies d'électricité, généralement les distributeurs, aux producteurs nationaux d'électricité SER. Dans ces régimes, il n'existe en principe pas de quota ou de plafond d'électricité SER fixé dans les États membres. Ce plafond ou quota est cependant déterminé indirectement par le niveau auquel le prix de l'électricité SER est fixé. Une variante du régime de prix fixes est un mécanisme de primes fixes dans le cadre duquel le gouvernement détermine une prime fixe ou un bonus écologique payé en plus du prix normal ou au comptant de l'électricité aux producteurs de l'électricité SER. Dans le cas où les prix fixes sont liés aux prix du marché de l'électricité, il y aura en réalité peu de différence entre le régime de prix fixes et le mécanisme de primes fixes. Le prix ou la prime fixe peut être revu par le gouvernement pour traduire la baisse des prix.

La question qui se pose alors est de choisir entre des appels d'offres portant sur le prix de rachat ou un prix de rachat mandaté : la première solution relève plutôt d'une logique d'achat de moyens prédéfinis. Cette approche a montré ses limites, car elle suppose une forme de planification des sites qui se focalise naturellement sur les sites extrêmes du point de vue du vent, mais peut conduire de ce fait à privilégier des localisations génératrices de forts conflits vis à vis du paysage ou de la biodiversité, notamment l'avifaune. L'intérêt d'un subventionnement est au contraire de laisser toute latitude aux opérateurs pour identifier les

sites appropriés, à charge pour eux de se conformer aux procédures assurant l'internalisation des coûts externes liés à leur implantation.

La seconde solution s'inscrit plutôt dans une logique de stimulation de l'offre. Elle apparaît la plus proche d'un bonus environnemental ou d'un certificat vert, dont le prix serait fixé par les pouvoirs publics. Mais celui se trouve être lié à un prix de rachat du courant, mandaté lui aussi.

Une étude récente de l'IEPE (Menanteau, Finon, Lamy, Cahier de recherche n°25, mai 2001) permet de préciser l'évaluation de l'efficacité relative des instruments pour développer les énergies renouvelables. Elle souligne que le choix entre des instruments jouant sur les prix ou sur les quantités relève de l'analyse classique depuis Weitzman (1974) des instruments des politiques environnementales.

La comparaison des instruments doit donc être posée en relation avec les caractéristiques des processus d'innovation et des conditions d'adoption, incertitudes sur les courbes de coût (Annexe 2), ou sur les dynamiques d'apprentissage, par exemple. L'étude conclut à l'efficacité plus grande d'un système de prix administrés comparé au dispositif d'enchères, mais met en évidence les qualités théoriques de l'approche par des certificats verts qui devront être confirmées toutefois par la pratique, compte tenu de l'influence des règles et des structures de marché sur les performances de ce type d'approche.

Dans ce cadre, les prix de rachat devraient être évalués par référence à un coût d'opportunité, suivant les principes généraux de la tarification des systèmes électriques (cf. Boiteux, 1949 ou Leban, revue de l'énergie n°510, 1999, pour une présentation dans le contexte actuel et de la fiscalité environnementale) : les prix de rachat de l'électricité à un producteur marginal doivent refléter les coûts sociaux ainsi économisés au système électrique.

Si l'on veut apprécier l'impact de cette tarification sur les systèmes électriques, il est naturel d'examiner alors la rentabilité du gisement ainsi défini. Mais ce n'est pas celle-ci qui est première dans la définition d'un prix de rachat et l'attention portée à l'éventuelle rente qui serait laissée aux opérateurs s'apparente plutôt à une approche traditionnelle d'achat de moyens, en dehors d'un processus d'élargissement de l'offre poussé par la recherche de

clients sur un marché ouvert. Dans ce cadre, le fait que l'exploitation des gisements les plus productifs permette aux opérateurs de tirer une rente de cette activité n'est pas plus choquant que celle laissée aux agriculteurs qui disposent des terres les plus fertiles, ou celle laissée aux innovateurs dont le talent a permis de se constituer un avantage compétitif. Par ailleurs, si l'on se réfère à la situation de référence optimale, où les externalités seraient correctement tarifées sur l'ensemble des équipements, le fait de faire supporter le coût de subventionnement des ENR à l'ensemble des usagers conduit à un prix du kwh inférieur à ce qu'il devrait être s'il intégrait les coûts sociaux de tous les équipements du parc, ce qui serait le premier rang.

En pratique, les coûts d'opportunité à considérer correspondent : hors pointe, aux coûts sociaux proportionnels, notamment en combustibles, des équipements marginaux utilisés, c'est à dire de ceux dont les coûts proportionnels sont plus élevés ; à l'imputation à la puissance de pointe, des coûts fixes des équipements thermiques les moins capitalistiques. (Annexe 3).

1-3 – Application aux prix de rachat pour l'éolien

La question délicate est de fixer l'horizon auquel effectuer ces calculs. L'approche traditionnelle en matière de tarification électrique considère un horizon de moyen – long terme avec l'argument que celle-ci orientera surtout des décisions d'équipements. Il faut donc raisonner en coût marginal de développement. Dans ce cas, la référence à la marge aux cycles combinés à gaz, comme équipement de référence en développement sur la plaque continentale, semble assez pertinente si l'on admet l'unification progressive de ce marché à terme.

Sous ces hypothèses, le niveau retenu de prix de rachat du kwh éolien n'est pas déraisonnable. Le tableau suivant fixe en effet des ordres de grandeur pour les coûts sociaux variables d'un cycle combiné à gaz (source Externe, 1998, valeur de référence pour la tonne de carbone évitée à 500F soit 75€).

Cycle combiné à Gaz. c €/kwh

Coûts proportionnels	Valeur émissions de CO2	Valeur pollution de l'air	Total coût social proportionnel
2,6	1,1	1,2	4,9

Ces chiffres, qui n'intègrent que des coûts variables liés aux combustibles dans le calcul du coût d'opportunité, font l'hypothèse prudente de ne pas créditer les équipements éoliens d'avantages en termes de puissance disponible à la pointe. Ils sont à comparer aux prix fixés pour le rachat de l'énergie éolienne, qui pour les équipements fonctionnant 3300h et plus sont de 3 c€/kwh après 5 ans, et qui en moyenne actualisée sur 15 ans, atteignent 5,4 c€/kwh avec le bonus des 5 premières années.

On peut cependant arguer que cette unification du marché n'est pas encore réalisée : aux heures creuses, Edf n'exporte pas en effet la totalité de ce que permettrait en théorie la puissance installée en nucléaire si le marché était unifié parfaitement. Ceci conduit donc à regarder, alternativement, une référence de plus court terme. En d'autres termes, à évaluer ce qu'apporterait en économies marchandes et externes la disponibilité d'un kwh dans le contexte du parc actuel. Pour simplifier on a considéré que le nucléaire était marginal pendant moins de la moitié de l'année, et donc que la production éolienne se substituerait moitié du temps à du thermique charbon, et moitié du temps à du nucléaire. Sur la base des coûts proportionnels ci-dessous, un prix de rachat de l'ordre de 5c€ apparaît là encore justifié :

	Coût proportionnels	Valeur CO2	Valeur pollution de l'air	Total
Nucléaire	0,9	-	0,2	1,1
Charbon	1,7	2,3	4,9	8,9

Centime €/kwh

La question de savoir si les conditions de partage des développements futurs entre nucléaire et cycles combinés à gaz - ou à plus long terme avec les piles à combustible ou d'autres technologies éventuellement - sont optimales demeure cependant ouverte. Dans la mesure où les termes de ce partage demeurent incertains, comme le souligne le rapport Charpin, cet

argument pousserait à favoriser encore plus les équipements qui ne génèrent ni effet de serre, ni déchets radioactifs à longue durée de vie, donc les énergies renouvelables (et les actions de maîtrise de l'énergie). Pour ceux qui attachent le plus de prix à voir l'option nucléaire ouverte, cet argument mérite l'attention car la reprise du nucléaire ne sera probablement acceptable par les opinions publiques que si celles-ci sont convaincues que les possibilités de recours aux énergies les moins polluantes, et que les incitations souhaitables à la maîtrise de l'énergie ont été mises en place (cf. article de C. Henry dans « le Débat », 2001).

Encadré : rapport Charpin

Dans son étude sur la filière nucléaire, le rapport Charpin a « privilégié une méthode dans laquelle les scénarios retenus visent à mettre en relief les conséquences de différentes séquences d'événements et de décisions. Des hypothèses alternatives ont ainsi été explorées pour l'évolution de la demande électrique, pour la durée de vie des centrales actuellement en fonction, pour les technologies disponibles pour l'avenir, pour les choix en matière de retraitement ou pour les prix des combustibles.

L'analyse prospective des parcs électriques repose d'abord sur la description de scénarios de demande d'énergie électrique. Pour une même évolution de la croissance économique de 2000 à 2050, » le rapport « a décrit deux hypothèses d'évolution de la demande électrique, l'hypothèse basse supposant une action volontariste de maîtrise de la demande d'électricité.

Ensuite, vient la description des choix de capacités de production électrique répondant à l'évolution des besoins. Ces capacités sont différenciées par :

- la part des productions centralisées et décentralisées ;
- l'organisation et la capacité des réseaux d'approvisionnement en gaz naturel et de transport et distribution d'électricité ;
- la part des technologies non nucléaires (essentiellement celle des cycles combinés au gaz naturel) ;
- la part et la nature des filières nucléaires utilisés (réacteurs et combustibles) ».

Le rapport montre que « les différents scénarios de consommation et de production d'électricité ont des conséquences diversifiées du point de vue du cumul des émissions de CO2 et du cumul des matières nucléaires à haute activité et à très longue durée de vie. Même si ces deux « externalités » n'ont pas la même nature - les émissions de CO2 ont une nature globale et font l'objet d'engagements internationaux de réduction, alors qu'à ce jour la prise en compte des déchets nucléaires reste dans le domaine des droits nationaux », le rapport « a choisi de les prendre en compte afin de comparer l'économie de scénarios différenciés principalement par l'importance relative donnée au nucléaire et au gaz naturel dans le parc électrique futur.

L'une des façons de prendre en compte ces externalités est de leur donner une valeur pour exprimer l'importance relative qu'on accorde au contrôle des cumuls des différentes émissions ou des différents déchets sur la période 2000-2050 ». Pour cela, le rapport considère des fourchettes issues de la littérature pour valoriser, d'une part la tonne de carbone évitée, d'autre part le coût de retraitement des combustibles usés ayant permis de réduire les déchets nucléaires. Pour les différents scénarios, des surcoûts liés aux fourchettes d'externalités considérées sont alors calculées. Il apparaît que « la prise en compte des externalités induites par l'application d'un principe de précaution aux déchets nucléaires et aux émissions de gaz à effet de serre a des conséquences importantes sur le coût cumulé total des divers scénarios sur la période 2000-2050. Dans la plage des valeurs retenues, cette forme de prise en compte des externalités renforce l'intérêt des scénarios à faible demande d'électricité et favorise les scénarios à fort contenu de nucléaire... L'intérêt du développement de filières spécifiquement conçues pour diminuer la production de déchets » est mis en évidence.

Pour que les énergies renouvelables aient véritablement leur chance et prennent leur essor, la mise en place d'incitations adaptées, rémunérant leurs externalités positives, est une condition nécessaire mais non suffisante. Il faut aussi que les diverses procédures auxquelles sont soumis les équipements soient transparentes. La lisibilité et la simplification de ces

procédures, aussi bien dans le domaine foncier, que des raccordements au réseau sont ici cruciales (cf. rapport du groupe administratif D4E-DIGEC, 2001).

2- Environnement et régulation du secteur électrique

2-1 L'imbrication des enjeux

Partant des enseignements généraux des processus de déréglementation, l'analyse qui précède conduit à souligner que l'effet environnemental de la libéralisation de l'électricité dépendra des politiques mises en œuvre en matière d'internalisation des coûts externes des différents équipements ; et que celle-ci n'interdit pas la poursuite, voire l'accélération de programmes publics particuliers tels que ceux concernant les énergies renouvelables. On ne peut cependant en conclure que les deux questions de l'environnement et de l'ouverture à la concurrence sont facilement séparables, dès lors que l'on se serait doté d'une panoplie suffisante d'instruments permettant de satisfaire une règle de type un objectif, un instrument.

L'imbrication des problèmes environnementaux et des problèmes de régulation de la concurrence dans l'électricité est beaucoup plus forte, et en tout état de cause sans précédent dans les processus de déréglementation.

Cette imbrication résulte tout d'abord de l'ampleur des coûts externes à considérer. Ceux-ci sont évidemment difficiles à évaluer puisqu'il faut pour cela quantifier les émissions ; modéliser la dispersion des polluants pour estimer les augmentations de concentrations ; en déduire les dommages occasionnés à court et long terme, en termes de santé notamment, et finalement valoriser ceux-ci en termes monétaires.

Grâce à l'étude Externe, on dispose maintenant d'une étude de référence très complète pour cela. Celle-ci montre que les coûts externes de l'électricité sont considérables, de l'ordre de 1 à 2 % du produit intérieur brut au niveau de l'Union Européenne.

Les coûts externes environnementaux, tels qu'ils sont estimés par l'étude Externe, atteignent pour certaines filières, charbon et pétrole notamment, des montants équivalents aux coûts actuels de production de l'électricité, de l'ordre actuellement de 4C€/kwh.

Results of the implementation and update of the ExternE Accounting Framework

Damages in mECU/kWh***

Country	Coal & lignite	Peat	Oil & Orimul.	Gas	Nuclear	Biomass	Hydro	PV	Wind	Waste (ECU/T Waste)
AUT*				11-26		24-25	0.04**			
BE	37-150			11-22	4.0-4.7					
DE	30-55		51-78	12-23	4.4-7.0	28-29		1.4-3.3	0.5-0.6	
DK	35-65			15-30		12.14			0.9-1.6	
ES	48-77			11-22		29-52*			1.8-1.9	15-24
FI	20-44	23-51				8-11				
FR	69-99		84-109	24-35	2.5	6-7	6			67-92
GR	46-84		26-48	7-13		1-8	5.1		2.4-2.6	
IE	59-84	33-38								
IT			34-56	15-27			3.4			46-77
NL	28-42			5-19	7.4	4-5				
NO				8-19		2.4	2.3		0.5-2.5	
PT	42-67			8-21		14-18	0.3			
SE	18-42					2.7-3	0.04-7			
UK	42-67		29-47 31-52 ^{oo}	11-22	2.4-2.7	5.3-5.7			1.3-1.5	

* : biomass co-fired with lignites

** : benefits not included. Benefits account for 0.78-8.3 mECU/kWh

^{oo} : orimulsion

* : Figures shown are adjusted for comparative reasons, for the original figures reference is made to the national country report.

De manière plus précise, le tableau ci-dessus met bien en évidence :

- L'ampleur des coûts externes de l'électricité. L'impact environnemental de toute mesure dans ce secteur en est donc nécessairement un élément d'appréciation important.
- La variabilité de ces coûts entre les différentes filières, mais aussi selon les pays. Celle-ci traduit à la fois des données technologiques, et aussi le fait que les impacts de la pollution atmosphérique sont plus élevés en zone urbaine. L'internalisation de ces coûts est ainsi susceptible de modifier substantiellement la compétitivité relative des différentes

filiales, et d'affecter aussi certains choix de localisation. Elle est donc nécessaire pour orienter efficacement les choix des producteurs.

- Les incertitudes demeurant sur ces différents coûts. Ceci se traduit dans le tableau par les fourchettes qui sont indiquées, qui traduisent, par exemple, des débats entre scientifiques sur la mesure des effets sanitaires à long terme de la pollution atmosphérique. Mais il faut aussi avoir à l'esprit des postes non quantifiés, concernant notamment le nucléaire. Comment prendre en compte la gestion des déchets, en l'absence de solution technique de référence acceptée ? Comment l'absence de telle solution doit-elle affecter les choix ? Comment chiffrer le risque de prolifération terroriste, notamment si le plutonium est isolé par retraitement pour l'utiliser comme combustible ?... etc.

Ces chiffres agrégés masquent, par ailleurs, le caractère extrêmement multidimensionnel des impacts environnementaux à considérer, qui sont de plus très différenciés selon les secteurs. Il en résulte que le bilan environnemental de toute substitution entre équipements de production est une résultante, avec des « plus » et des « moins » : les énergies les plus propres du point de vue de la pollution atmosphérique ont aussi des effets négatifs, sur les paysages et l'avifaune pour l'éolien (Annexe 4), sur les ressources piscicoles et l'eutrophisation pour l'hydroélectricité. Les politiques environnementales et les procédures applicables aux nouvelles installations doivent donc être suffisamment élaborées pour que l'ensemble des éléments à prendre en compte, et les arbitrages éventuels entre ceux-ci, soient correctement régulés, et ce, sans tomber dans le piège de la paralysie.

En effet une autre interaction entre libéralisation du marché électrique et environnement est que les imperfections de la régulation environnementale peuvent exacerber celles de la régulation électrique, ou limiter les bénéfices de la libéralisation, comme l'illustre la crise du marché électrique californien. Bouttes, Leban et Trochet (2001, Revue de l'Energie) montrent que celle-ci a d'abord trouvé son origine dans les défauts de la réglementation des prix et le développement insuffisant des marchés à terme, dans un contexte où les prix du gaz doubleraient par ailleurs. Mais ils montrent aussi comment les tensions sur l'équilibre offre-demande ont été aiguës par certaines politiques environnementales :

- la mise en place de crédits d'émission de Nox a contribué à la volatilité et l'imprévisibilité des prix. Les prix de marché de ces crédits ont en effet explosé à partir de juillet 2000. Certaines centrales ont même été obligées de s'arrêter pour cause d'épuisement de leurs crédits d'émission. Ceci rappelle que le choix entre prix et quantités comme instruments des politiques environnementales est une question réellement complexe. Les phases de transition sont toujours délicates à gérer. L'écofiscalité peut apparaître souvent comme préférable (cf. l'article de Hoel et Karp, et ses références bibliographiques, *J. Public Economics*, octobre 2001, pour l'examen de ce point à propos des gaz à effet de serre).

- les règles et procédures d'attribution des sites de production, lourdes et tatillonnes, ont montré leur incompatibilité avec l'apparition rapide d'une pénurie de capacités, qui aurait requis au contraire une forte réactivité.

Ceci conduit les auteurs à souligner le coût des incohérences des politiques publiques ; l'intérêt d'éviter les situations structurelles de sous équipement ; et à suggérer que le seul moyen efficace pour assurer la cohérence des choix de développement du réseau et de la localisation des centrales de production serait la « main visible » du gestionnaire de réseau contrôlée par le régulateur.

2-2 Interactions avec la régulation du système électrique

Politiques environnementales et régulation de l'électricité interfèrent aux deux niveaux critiques que constituent l'évolution du parc d'équipements et des technologies à long terme, et des contraintes sur le réseau. Or ces deux points constituent les maillons faibles des systèmes de régulation mis en place actuellement dans le cadre des processus de libéralisation, pour lesquels on n'a pas encore trouvé en effet de solution pleinement satisfaisante.

Ceux-ci rencontrent en effet comme première contrainte d'assurer l'équilibre des flux physiques en temps réels, en essayant d'assurer autant que possible l'efficacité de cet équilibre à partir de J-1. Contrairement au cas des télécommunications où la tarification de l'accès au réseau avait été conçue dans une perspective de long terme, avec la notion de coût moyen incrémental de long terme, la réglementation et la tarification de l'accès aux réseaux

électriques s'est focalisée sur le court terme (cf. Bureau, Curien. « l'émergence de régulateurs indépendants en France », Oxford u.Press ; 2001) car les contraintes de la physique sont ici incontournables.

Les tarifications de l'accès aux réseaux mises en place retiennent l'idée de tarifs fondés sur les décisions physiques d'injection et de soutirage des nouvelles capacités qui sont seules pertinentes, les contrats commerciaux n'étant pas représentatifs des flux physiques. Mais le rapport Champsaur observait que les mécanismes tarifaires qui pourront être mis en place dans un premier temps ne seront pas suffisants pour orienter les décisions à long terme en matière de développement ou renforcement du réseau : « une implication forte de la CRE à ce niveau sera stratégique pour assurer l'efficacité à long terme du marché. Cette implication devrait aller au-delà de l'avis donné sur le schéma de développement du réseau public de transport et passer par l'établissement de règles précises prescrites au GRT, et par un contrôle de sa programmation qui devrait pouvoir aller jusqu'à l'injonction. Dans la mesure où il apparaît que le GRT n'aura pas les incitations adéquates en ce domaine, une régulation publique forte devient en effet nécessaire, que seule la CRE devrait être à même d'assurer. »

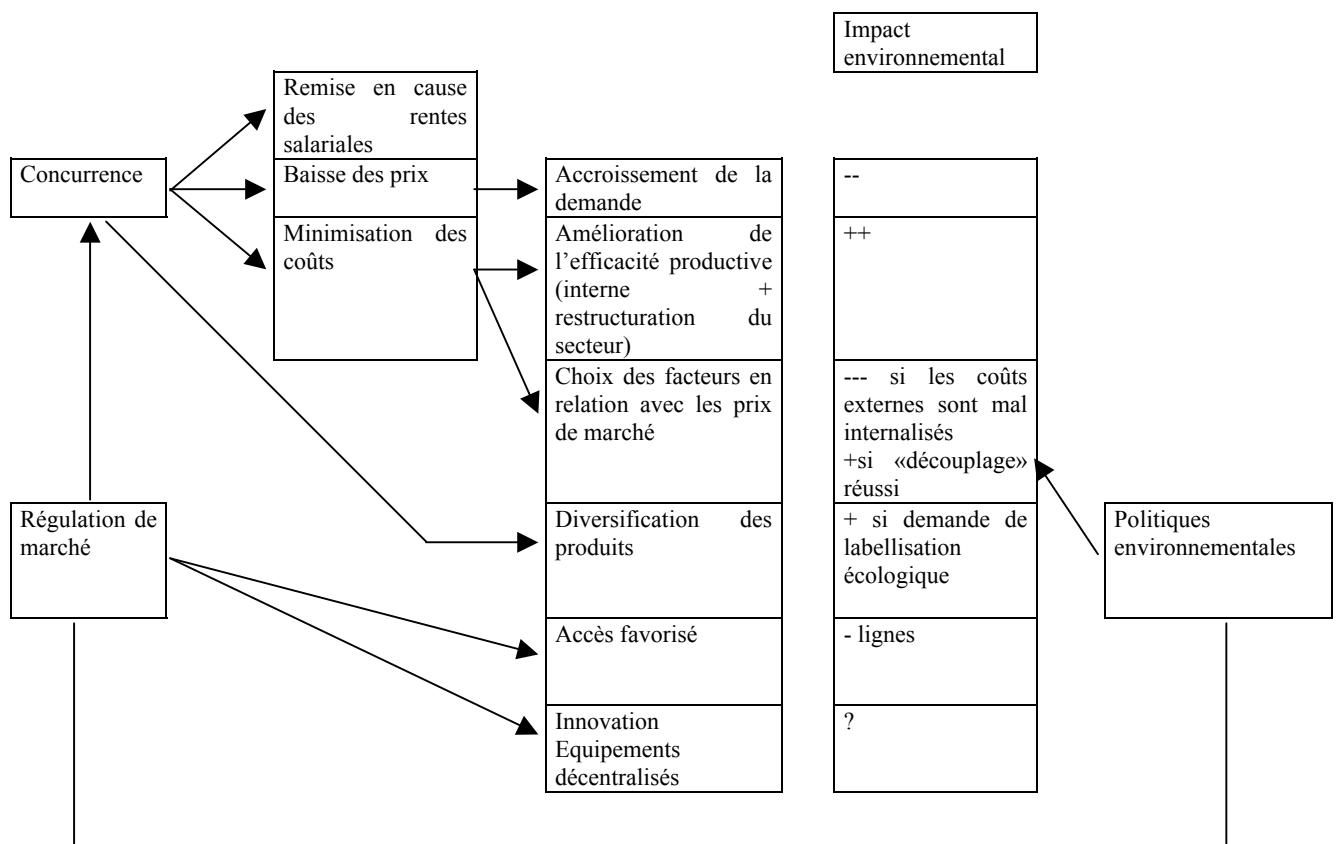
Ce contexte peut avoir de multiples implications sur la structure du secteur et par là sur l'environnement. Un scénario possible par exemple est que, face à des problèmes de sécurité, des goulots d'étranglement accrus, la demande pour des équipements plus décentralisés, assurant la proximité entre injection et soutirage s'accroisse, stimulant l'intérêt et l'innovation pour les piles à combustible. Ce scénario se trouverait renforcé si les contraintes environnementales sur la réalisation de lignes haute tension s'accroissent aussi.

Un autre point de débat qui peut avoir des conséquences environnementales, concerne l'éventuelle divergence entre les coûts pris en compte par les opérateurs dans leur calcul économique. Si ceux-ci sont exclusivement focalisés sur les profits à court terme, comme les durées d'amortissement des différents types d'équipement sont extrêmement variables, la déréglementation pourrait favoriser exagérément les cycles combinés à gaz par rapport au nucléaire, le maintien de l'intégrité d'E.D.F. étant, pour Henry (2001), un moyen de limiter ce risque et de conserver la possibilité de faire jouer les économies d'échelle dans cette filière.

L'argument du possible « court termisme » des opérateurs est incontestable. Il convient cependant de bien en apprécier la portée ou les limites : si d'un côté les primes de risque requises dans un contexte privé peuvent être jugées excessives compte tenu des imperfections des marchés financiers à très long terme ; la gestion publique peut en sens inverse surestimer les niveaux accessibles de diversification ou de répartition de ces risques.

Au bout du compte le schéma à considérer pour analyser l'impact environnemental de la libéralisation électrique doit donc être enrichi (cf. schéma 2).

Schéma 2 : Interaction libéralisation – environnement :



2-3 - Points-Clefs pour les politiques publiques

L'analyse prospective de l'impact environnemental de la libéralisation électrique permet d'ébaucher quelques recommandations : pour que celle-ci soit satisfaisante du point de vue environnemental ; et pour éviter que les régulations environnementales ne constituent un facteur de fragilité de la régulation du système électrique.

Ces recommandations doivent tenir compte que, dans un contexte libéralisé, le rôle des différents acteurs devient plus circonscrit. Les missions de service public ne peuvent en effet plus être financées par subventions croisées, sans la mise en œuvre d'instruments spécifiques se rapprochant de la règle « un objectif – un instrument ». Ainsi les actions de politique industrielle, visant à stimuler l'innovation à long terme, dans les différentes technologies émergentes telles que la biomasse ou le photovoltaïque devraient progressivement être mieux distinguées de la rémunération des externalités positives associées au fonctionnement de ces équipements.

La rémunération de celles-ci passe aujourd'hui par le prix de rachat établi pour les énergies renouvelables. La solution idéale serait cependant l'application d'une fiscalité environnementale « générale », reflétant les coûts marginaux des dommages environnementaux associés à l'utilisation des différents équipements. Cette cible ne doit donc pas être perdue de vue.

Deux autres recommandations émergent, concernant les conditions d'entrée sur le marché : l'établissement de procédures sûres en matière d'installation de nouveaux équipements ; et la facilitation du raccordement. En ces domaines, les enjeux concurrentiels, de sécurité du système électrique, et d'environnement sont souvent convergents, puisque ces trois objectifs requièrent un développement approprié des réseaux ; et la facilitation de l'entrée sur le marché.

En matière de procédures d'installation des nouveaux équipements, les travaux du groupe administratif sur ce sujet (D4E-DIGEC, 2001) suggèrent que la question n'est pas tant de concevoir un cadre exceptionnel, que d'assurer le bon fonctionnement et l'exemplarité des procédures communes, notamment en matière d'urbanisme.

Les textes concernant le raccordement technique au réseau sont en cours d'élaboration. S'agissant de la dimension financière, la recommandation du rapport Champsaur a été retenue. Celui-ci observait que les asymétries d'information dans la négociation au cas par cas des coûts de renforcement induits sur le réseau étaient considérables, et qu'il était donc préférable de se limiter aux coûts immédiats ; les coûts de renforcement étant plutôt traités par

le tarif général d'usage des réseaux, pour éviter que leur évaluation constitue in fine une barrière à l'entrée. Mais il observait aussi qu'un tel barème devrait être associé à des règles transparentes en matière d'investissements du gestionnaire du réseau pour assurer l'accès. De plus cette tarification pourrait cependant comporter des zonages, pour favoriser les bonnes localisations de ces équipements. Ajoutons que ceux-ci devraient être conçus par rapport à l'équilibre d'ensemble du réseau, et donc être neutres a priori par rapport au choix des technologies des équipements de production.

Les travaux récents (voir les articles de Helm, Crampes et Laffont, Joskow dans Oxford REP., 2001) visant à tirer les leçons des réformes des systèmes électriques laissent ouverts de nombreuses controverses, en matière de politique de concurrence et de régulation des prix par exemple. Mais ils s'accordent tous pour souligner les enjeux de ces régulations et de celles de gestionnaires de réseau, qui doivent garantir le développement de capacités de transmission adaptées pour permettre l'entrée d'équipements socialement performants.

Conclusion

Les coûts externes constituent un élément essentiel des coûts du système électrique. En l'absence d'internalisation satisfaisante de ceux-ci, la libéralisation de ce marché peut accroître les atteintes à l'environnement compte tenu de la focalisation accrue des opérateurs sur la minimisation des coûts qu'ils supportent. Cet argument n'est cependant pas un argument contre la libéralisation en soi, mais plutôt pour mettre en place les politiques environnementales appropriées. Celles-ci sont urgentes pour tirer pleinement les bénéfices des restructurations à venir de cette industrie ; et leur bon niveau est souvent européen.

L'interaction entre libéralisation et environnement peut cependant avoir d'autres facettes, telles que le développement des exigences de labellisation écologique, ou l'incitation à l'innovation dans les équipements de proximité pour échapper à une insécurité accrue des réseaux de transport.

Surtout, la crise californienne montre que des imperfections des politiques environnementales peuvent exacerber celles de la régulation du secteur. Etablir des régulations efficaces et

cohérentes est donc un véritable défi auquel sont confrontées les autorités de régulation et les pouvoirs publics.

ANNEXE 1 : La loi électrique (extraits)

(LOI no 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité (1) TITRE II : LA PRODUCTION D'ELECTRICITE)

Article 8

Lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, notamment ceux concernant les techniques de production et la localisation géographique des installations, le ministre chargé de l'énergie peut recourir à la procédure d'appel d'offres, après avis du gestionnaire du réseau public de transport et, le cas échéant, de chaque gestionnaire de réseau public de distribution concerné.

Le ministre chargé de l'énergie définit les conditions de l'appel d'offres que met en oeuvre la Commission de régulation de l'électricité sur la base d'un cahier des charges détaillé. Sont notamment précisées les caractéristiques énergétiques, techniques, économiques, financières, l'utilisation attendue et la région d'implantation de l'installation de production objet de l'appel d'offres.

Peut participer à un appel d'offres toute personne, sous réserve des dispositions des articles L. 2224-32 et L. 2224-33 du code général des collectivités territoriales, exploitant ou désirant construire et exploiter une unité de production, installée sur le territoire d'un Etat membre de la Communauté européenne ou, dans le cadre de l'exécution d'accords internationaux, sur le territoire de tout autre Etat.

Après avoir recueilli l'avis motivé de la Commission de régulation de l'électricité, le ministre chargé de l'énergie désigne le ou les candidats retenus à la suite d'un appel d'offres. Lorsqu'il prend sa décision, le ministre procède à la publication de l'avis de la commission. Il délivre les autorisations prévues à l'article 7. Il a la faculté de ne pas donner suite à l'appel d'offres.

Lorsqu'ils ne sont pas retenus, Electricité de France et, dans le cadre de leur objet légal dès lors que les installations de production sont raccordées à leur réseau de distribution, les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi no 46-628 du 8 avril 1946 précitée sont tenus de conclure dans les conditions fixées par l'appel d'offres, un contrat d'achat de l'électricité avec le candidat retenu, en tenant compte du résultat de l'appel d'offres.

Electricité de France ou, le cas échéant, les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi no 46-628 du 8 avril 1946 précitée concernés préservent la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont le service qui négocie et qui conclut le contrat d'achat d'électricité a connaissance dans l'accomplissement de ses missions et dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi. La liste de ces informations est déterminée par décret en Conseil d'Etat. Est puni de 100 000 F d'amende la révélation à toute personne étrangère au service qui négocie et qui conclut le contrat d'achat d'une des informations précitées par une personne qui

en est dépositaire soit par état ou par profession, soit en raison d'une fonction ou d'une mission temporaire.

Article 10

Sous réserve de la nécessité de préserver le bon fonctionnement des réseaux, Electricité de France et, dans le cadre de leur objet légal et dès lors que les installations de production sont raccordées aux réseaux publics de distribution qu'ils exploitent, les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi no 46-628 du 8 avril 1946 précitée sont tenus de conclure, si les producteurs intéressés en font la demande, un contrat pour l'achat de l'électricité produite sur le territoire national par :

1o Les installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés mentionnés aux articles L. 2224-13 et L. 2224-14 du code général des collectivités territoriales ou qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur ; dans ce dernier cas, la puissance installée de ces installations doit être en rapport avec la taille du réseau existant ou à créer;

2o Les installations dont la puissance installée par site de production n'excède pas 12 mégawatts qui utilisent des énergies renouvelables ou qui mettent en oeuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la cogénération, lorsque ces installations ne peuvent trouver des clients éligibles dans des conditions économiques raisonnables au regard du degré d'ouverture du marché national de l'électricité. Un décret en Conseil d'Etat fixe, par catégorie d'installations, les limites de puissance installée par site de production des installations qui peuvent bénéficier de cette obligation d'achat. Ces limites sont révisées pour prendre en compte l'ouverture progressive du marché national de l'électricité.

Un décret précise les obligations qui s'imposent aux producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat, ainsi que les conditions dans lesquelles les ministres chargés de l'économie et de l'énergie arrêtent, après avis de la Commission de régulation de l'électricité, les conditions d'achat de l'électricité ainsi produite.

Sous réserve du maintien des contrats en cours et des dispositions de l'article 50, l'obligation de conclure un contrat d'achat prévu au présent article peut être partiellement ou totalement suspendue par décret, pour une durée qui ne peut excéder dix ans, si cette obligation ne répond plus aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements.

Les contrats conclus en application du présent article par Electricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi no 46-628 du 8 avril 1946 précitée prévoient des conditions d'achat prenant en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par ces acheteurs. Les conditions d'achat font l'objet d'une révision périodique afin de tenir compte de l'évolution des coûts évités et des charges mentionnées au I de l'article 5.

Par ailleurs, le ministre chargé de l'énergie peut, pour des raisons de sécurité d'approvisionnement, ordonner que les installations de production existantes à la date de publication de la présente loi utilisant du charbon indigène comme énergie primaire soient appelées en priorité par le service gestionnaire du réseau public de transport dans une

proportion n'excédant pas, au cours d'une année civile, 10 % de la quantité totale d'énergie primaire nécessaire pour produire l'électricité consommée en France. Les surcoûts éventuels qui en découlent sont supportés par le fonds du service public de la production d'électricité créé par l'article 5.

L'Observatoire national du service public de l'électricité est tenu informé des conditions d'application du présent article.

ANNEXE 2 : Sensibilité de la rentabilité de l'éolien à différents facteurs

La localisation :

A la différence des autres types d'énergies, le coût de production d'un kWh éolien, et donc la rentabilité d'un projet éolien, dépend fortement de la localisation du parc. Un des enjeux d'un développement efficace de la filière éolienne consiste donc également à exploiter correctement le gisement disponible.

La vitesse moyenne au moyeu détermine un nombre d'heures annuel à l'équivalent de pleine puissance. Le tableau suivant fait apparaître la correspondance entre la vitesse du vent au moyeu et le facteur de capacité.

Tableau 1

Nombre d'heures annuel à l'équivalent pleine puissance	2000	2200	2400	2600	2800	3000	3200	3400
Vitesse moyenne au moyeu	6,8	7,1	7,4	7,7	8,0	8,3	8,6	8,9

La date de mise en service :

Les paramètres nécessaires à la détermination du coût du kWh éolien sont fortement dépendants de la date de mise en service prévue, dans la mesure où le progrès technique attendu se traduit par une augmentation de la puissance extraite du flux éolien et une baisse des coûts d'investissement. La baisse des coûts d'investissement résulte aussi d'économies de gammes et d'échelle induites par le développement de l'énergie éolienne. Pour un site donné, la sensibilité des divers paramètres à la date de mise en service est présentée dans le tableau 2 ci-après.

Tableau 2

	MSI2000	MSI2010	MSI2020	MSI2030
Durée de vie	15	15	15	20
Facteurs de capacité à 7,7 m/s	2600	2700	2800	2900
Investissement F/kW installé	7250	5600	4480	3920
Coûts d'exploitation F/kW/an	440	440	440	440

Le taux d'actualisation retenu pour étudier la rentabilité des projets éoliens a également un impact important sur les résultats.

La sensibilité des résultats aux variations des paramètres :

Pour analyser la sensibilité des résultats aux variations des paramètres précédents, nous prendrons comme site de référence un site caractérisé par un vent moyen au moyeu de 7,7 m/s, une mise en service en 2000 et un taux d'actualisation de 8 %. Pour un tel site, le coût du kWh éolien est égal à 7,6 centimes d'euros. (Un vent moyen au moyeu de 7,7 m/s correspond toutefois à un site de très bonne performance et cantonne sa localisation sur la façade méditerranéenne, le delta du Rhône ou les côtes de la Manche). Il apparaît que :

1) Sur des sites exceptionnels, et donc rares, le coût de production reste élevé : 5,8 centimes d'euros pour une MSI2000 et un taux d'actualisation égal à 8 % (5,3 centimes pour un taux de 6 % et 6,4 centimes pour un taux de 10 %).

2) Sur le site pris comme référence, et pour un taux d'actualisation de 8 %, le coût de production devrait, compte tenu de l'amélioration du progrès technique escomptée, passer de 7,6 centimes d'euros en 2000 à 6,1 centimes d'euros en 2010, 5,2 en 2020 et 4,4 en 2030.

3) D'autres paramètres peuvent également faire varier le coût du kWh éolien, comme le coût d'investissement, le coût d'exploitation et la durée de vie. Le tableau suivant met en évidence ces diverses sensibilités, dans le cas d'une MSI2000 :

Tableau 3

	Variation	Impact (*)
Coût d'investissement (réf : 1105 euros/kW installé)	+10 %	+0,5
	-10%	-0,5
Coût d'exploitation (réf : 67,1 euros/kw/an)	+10%	-0,3
	-10%	-0,3
Durée de vie (réf : 15 ans)	+5 ans	-0,65
	-5 ans	+1,37
Vitesse du vent (réf : 7,7 m/s)	+0,9 m/s	-1,41
	-0,9 m/s	+2,26
Taux d'actualisation (réf : 8%)	+2 points	+0,62
	-2 points	-0,59

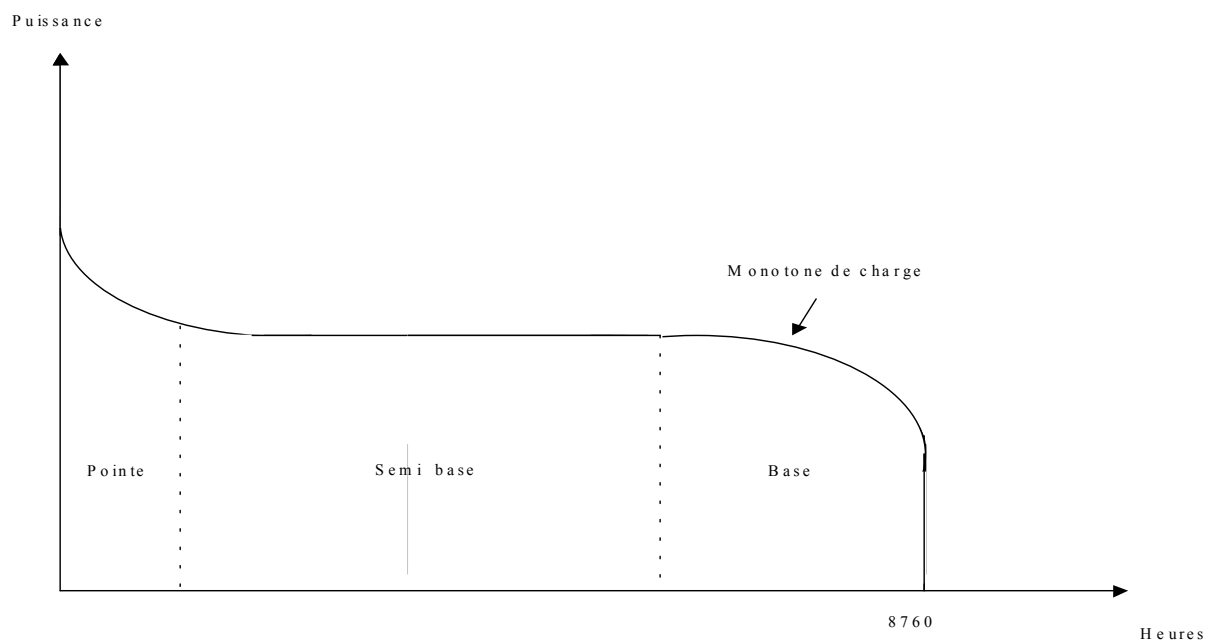
(*) Impact sur le coût de production pour une MSI2000 en centimes d'euros par kWh.

Les variations d'un même montant, mais de sens inverse, n'ont pas toujours des effets symétriques. Ainsi, un effet défavorable sur la durée de vie, la vitesse du vent ou le taux d'actualisation aura un impact plus fort en valeur absolue qu'un effet favorable de même montant. Par ailleurs, c'est le paramètre le plus difficile à estimer, la vitesse du vent au moyeu, qui induit les écarts les plus importants. Cette dissymétrie du risque plaide en faveur de la détermination d'un taux d'actualisation plus élevé dans le cas de l'éolien que pour d'autres modes de production d'énergie.

ANNEXE 3 : Prix de rachat et coûts d'opportunité de la filière éolienne

Les coûts d'opportunité de la filière éolienne sont mesurés à partir du coût marginal de long terme des autres moyens de production électrique par rapport à sa position sur la monotone de charges. La courbe suivante retrace la durée pendant laquelle est appelée une puissance donnée.

Ces coûts ne tiennent pas compte d'éventuels coûts évités de transport ou de distribution : le caractère « aléatoire » de la production éolienne, du au fait qu'elle provient du vent, en fait une source d'approvisionnement plutôt destinée au réseau « général » qu'à la distribution directe au niveau local. Il ne s'agit pas d'installations de proximité et le développement local de l'énergie éolienne ne permet donc en aucun cas de se passer d'un réseau de transport.



On distingue trois zones :

- La production de base, assurée par des moyens lourds, ayant les coûts de production les plus faibles mais des coûts d'investissement élevés : nucléaire et centrales Cycle Combiné au Gaz (durée d'appel de plus de 7000 h).

- La production de semi-base (durée d'appel entre 1500 et 7000 h), dont le coût de production de référence est défini par les centrales CCG et les centrales charbon les plus efficaces.

- La production en pointe (durée d'appel inférieure à 1500 h), dont le coût de production est important. Le coût marginal de référence est donné par les Turbines à Combustion (TAC), charbon (TAV), gaz (MAG).

Dans la mesure où la taille de la filière éolienne est insuffisante pour influencer le prix, celui-ci est déterminé par les moyens de production marginaux en fonction de la position sur la courbe. On simplifie la structure de la monocharge en considérant que la production de base provient du nucléaire, la production en semi-charge des centrales CCG et la production de pointe par les TAC.

La détermination d'un coût d'opportunité moyen de l'énergie éolienne est rendu difficile par le fait que les aléas de production dus au vent font que la production éolienne sera vendue à un prix différent suivant l'état de l'offre et de la demande. Le calcul repose donc sur les probabilités de vendre dans chacune des trois zones. Pour simplifier, on considère que la production est également répartie sur l'année et on calcule le prix moyen en combinant les coûts marginaux de long terme des différents moyens de production pondérés par la répartition en heure marginale des moyens de production. En prenant un coût marginal de base de 3,36 centimes d'euros pour la base (38,65 % du temps sur une base annuelle), 4,76 centimes d'euros pour la semi-base (56,43 % du temps) et 7,77 centimes d'euros pour la pointe (4,92 %), on obtient un coût moyen d'opportunité de l'énergie éolienne d'environ 4,42 centimes d'euros. Il s'agit d'un coût moyen qui ne prend pas en compte la localisation dont l'influence est pourtant grande.

ANNEXE 4 : Les externalités de la production éolienne

Les différents impacts positifs et négatifs dont les installations éoliennes ont pu être débitées et créditées sont recensés ci-après. Leur importance fait encore l'objet de nombreux débats et un grand nombre d'entre eux sont encore en cours d'examen.

- **Impact sur l'avifaune :**

Les oiseaux ont toujours été perturbés par de hautes structures difficiles à appréhender pour eux, comme les lignes à haute tension ou les pylônes, ainsi que par le trafic routier. Toutefois, les différentes études sur le sujet montrent que, dans la majorité des cas, les espèces migratrices modifient leur comportement en intégrant les éoliennes, objets imposants et en mouvement, et modifiant en conséquence leur couloir de vol. Les espèces nicheuses sont, elles, légèrement plus touchées, mais arrivent quand même à intégrer la présence des éoliennes.

Des études ont estimé le nombre moyen d'oiseaux tués par MW et par an :

Californie (Altamont et Solano)	0,35
Angleterre (Blyth Harbour)	1,34
Autres sites	entre 0,45 et 5,2

Source : le guide de l'énergie éolienne, ADEME

Ces chiffres relèvent d'une approche moyenne. Ils ne préjugent pas des spécificités locales qui impliquent de tenir compte, lors du choix de l'implantation, de la présence éventuelle d'espèces protégées.

- **Impact sur le milieu marin (dans le cas d'une exploitation off-shore) :**

Avec le probable développement de l'exploitation offshore de l'énergie éolienne, la question de la gestion des fonds marins pourrait se poser. Les pêcheurs mettent en avant le fait que l'implantation d'une éolienne peut créer des difficultés quant à la navigation (obstacles, interférences magnétiques), ou faire migrer les poissons dans une autre zone.

Même si peu d'études ont été réalisées sur ce sujet, celles disponibles suggèrent que ces craintes ne sont pas fondées car les éoliennes sont principalement érigées en eau peu profondes, zones peu ou pas fréquentées par les pêcheurs. De plus, le parc éolien offshore doit être en accord avec les servitudes du lieu d'implantation comme les rails de navigation mais aussi les droits d'occupation antérieurs du domaine public maritime des fonds marins tel que le permis de recherche d'hydrocarbures (Finistère, Languedoc-Roussillon) ainsi que les droits d'occupation temporaire comme les gazoducs.

- **Impact du cycle de vie d'une éolienne :**

Il s'agit des nuisances liées à l'installation des éoliennes (atteinte au paysage au cours du montage, déchets générés par la construction, ...), à leur fonctionnement (érosion des sols du au vent) et à leur démontage en fin de vie. Les éoliennes étant généralement installées dans des zones à faible densité, ces nuisances ont un faible impact, qui pourra encore être réduit en prévoyant notamment dès l'installation la remise en état du site. Par ailleurs, les externalités de ce type sont certainement plus élevées pour les autres modes de production de l'électricité.

- **Nuisances sonores :**

Le bruit qu'elles génèrent est une nuisance souvent reprochée aux éoliennes. Le tableau suivant, qui compare le bruit généré par une éolienne par rapport à d'autres sources sonores, permet de relativiser l'importance de ce type de nuisance :

Sources de bruit	décibels
Avion à réaction	150
Musique stéréo	100
Intérieur d'une voiture	80
Bureau	70/60
Intérieur d'une maison	60/50
Eolienne	50/40
Intérieur d'une chambre à coucher	30
Murmure	20
Chute de feuille	10

Même si le bruit est techniquement quantifiable, il reste une part de subjectivité dans son acceptation. Ainsi, la perception du bruit généré par les éoliennes dépend de la vitesse du vent : si le vent souffle faiblement, il ne couvrira pas le bruit de l'éolienne, alors qu'un vent plus fort y parviendra. Il convient toutefois de préciser que, selon la réglementation française, le bruit des éoliennes ne doit pas dépasser le niveau sonore ambiant. Par ailleurs, le progrès technique a fortement réduit ce bruit.

- **Interférences électromagnétiques :**

Une structure mobile et importante comme une éolienne peut produire des interférences électromagnétiques (EMI) et perturber des systèmes de communication militaires et civils. Les pales peuvent causer des EMI par réflexion de certains signaux, mais ces perturbations, qui étaient fréquentes avec les premiers modèles d'aérogénérateurs dans la mesure où ils utilisaient beaucoup de métaux ferreux, ont été considérablement réduites par l'utilisation de matériaux composites peu propices à l'apparition d'EMI. Même si la production des interférences a été fortement réduite, le promoteur d'un parc éolien se doit d'étudier avec les autorités civiles et militaires les implications de l'installation éolienne en termes d'interférences.

- **Nuisances visuelles :**

La gêne visuelle est également une critique fréquemment adressée aux éoliennes. Si on implante des éoliennes sur une plaine, elles seront visibles à des kilomètres à la ronde, placées sur une ligne de crête, elles domineront le paysage. L'implantation peut donc rencontrer une vive résistance selon la perception que les riverains auront de leur environnement. En général, des outils de modélisation 3D sont utilisés de façon à installer au mieux les éoliennes du point de vue esthétique. Les éoliennes tripales, en plus de leurs avantages techniques, s'intègrent mieux dans le paysage et, associées à une bonne intégration des autres éléments, tourelles, installations au sol, lignes, ..., on arrive généralement à des résultats satisfaisants.

L'impact visuel n'est donc pas une donnée constante et dépend du point de vue de l'observateur : une concertation avec les riverains et les collectivités locales constitue donc un préalable indispensable à l'installation d'une éolienne.

Une gêne visuelle moins subjective peut apparaître à proximité des éoliennes : le mouvement des pales peut générer à travers les rayons du soleil une alternance de luminosité très désagréable. Une distance minimale et un emplacement bien pensé des éoliennes permettent de gérer ce problème.

- ***Sécurité de l'installation :***

Le risque pour les riverains résulte d'une éventuelle destruction partielle de l'éolienne, comme un morceau de pale qui se détacherait. Pour le minimiser, il suffit d'imposer une distance réglementaire pour les constructions et les routes. Le taux d'accident est de pale est de 1 toutes les 300 années-machines, essentiellement du fait de la foudre. Ainsi, lors de la tempête qu'a subie la France en décembre 1999, une seule éolienne a été endommagée. Le Danemark qui lui aussi a subi une tempête dans la nuit du 3 au 4 décembre 1999, avec des vents à plus de 180 km/h, a eu peu de perte : 6 éoliennes seulement ont été endommagées sur un parc de 5 500.

Si le danger est minime pour les riverains, il est important pour le personnel de maintenance, du fait de la hauteur et de la présence de lignes électriques. Toutefois, à production d'énergie équivalente, l'éolienne a un taux de décès équivalent à celui du charbon, qui est supérieur à toute forme d'énergie.

- ***Impact de l'implantation d'un parc éolien sur les tarifs fonciers alentours :***

Les différents impacts d'une installation peuvent avoir une influence sur les tarifs fonciers appliqués aux alentours et les servitudes engendrées par l'implantation d'une structure font en principe l'objet d'une indemnisation. Le législateur a jugé que c'est à l'industriel de faire face aux conséquences de son implantation et qu'il a donc la charge de l'indemnisation. La jurisprudence s'appuie sur la théorie du « trouble anormal de voisinage » pour indemniser les riverains d'un ouvrage entraînant des nuisances supérieures aux conditions « normales » de voisinage.

Le prix des actifs fonciers aux alentours peut servir de révélateur à la perception qu'ont les riverains de la présence d'un parc éolien.

- ***Tourisme industriel :***

Si l'augmentation du flux de touristes génère un certain nombre de nuisances, le tourisme industriel est aussi à l'origine de rentrées d'argent supplémentaires pour les commerçants et les communes. Les avantages sont alors certainement supérieurs aux inconvénients.

- ***Emplois générés :***

Le développement de la filière éolienne crée des emplois dans cette filière, tandis qu'il en détruit dans les autres modes de production de l'électricité. La détermination du solde et de son sens ne fait pas l'objet d'un consensus.

- ***Taxe professionnelle :***

L'implantation d'un parc éolien dans une commune a pour effet d'augmenter le montant de la taxe professionnelle qu'elle perçoit. Cela peut créer des tensions avec des communes proches, subissant des nuisances liées aux éoliennes tout en ne bénéficiant d'aucune retombées en terme de taxe professionnelle. Ce phénomène se retrouve dans tous les cas d'installations sources de nuisances : aéroports, usines, ... Le problème se pose moins dans le cas d'une communauté de communes.

- ***Emissions de CO2 évitées :***

On estime la réduction d'émissions de CO2 obtenue par l'utilisation d'électricité éolienne en se basant sur les émissions de carbones évitées en privilégiant cette énergie par rapport aux autres sources d'énergie.