

CREDEN

CAHIERS DE RECHERCHE

**LA PROMOTION DES ÉNERGIES
RENOUVELABLES : PRIX GARANTIS OU
MARCHÉ DE CERTIFICATS VERTS ?**

Jacques PERCEBOIS

Cahier N° 04.10.50

25 octobre 2004

Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Énergie – CREDEN

Université de Montpellier I

Faculté des Sciences Économiques

Espace Richter, av. de la Mer, CS 79706

34 960 Montpellier Cedex France

Tel. : 33 (0)4 67 15 83 60

Fax. : 33 (0)4 67 15 84 04

e-mail : jacques.percebois@univ-montp1.fr

LA PROMOTION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES : PRIX GARANTIS OU MARCHÉ DE CERTIFICATS VERTS ?

Jacques PERCEBOIS
Professeur à l'Université Montpellier I
Directeur du CREDEN
jacques.percebois@univ-montp1.fr

Toutes les formes d'énergie ont, à un moment de leur histoire et dans tous les pays, bénéficié d'une aide des pouvoirs publics, que ce soit sous forme d'un « marché protégé », d'aides à l'innovation, de subventions d'exploitation ou de taxation incitative. Personne ne conteste qu'il faille aider les énergies renouvelables (éolien, solaire, biomasse, hydraulique) à accroître leur part de marché, notamment parce que ces énergies ont des effets bénéfiques sur l'environnement, sur l'effet de serre tout spécialement. Certes certains consommateurs sont disposés à payer un surcoût pour permettre le développement de l'électricité verte mais beaucoup d'entre eux se comporteront en « free riders », ne souhaitant pas payer pour des bénéfices que tout le monde pourra s'approprier gratuitement. L'Etat doit donc intervenir mais dans un contexte « d'ouverture à la concurrence » des industries de l'électricité et du gaz cette intervention ne doit pas trop fausser les mécanismes du marché.

Faut-il dès lors mettre en œuvre des incitations sous forme de prix garantis rémunérateurs pour l'électricité verte produite ou choisir un système de quotas avec appels d'offres ? Peut-on envisager un système de quotas décentralisés adossés à un marché de certificats verts ? Plusieurs solutions ont été testées et, si le mécanisme des prix garantis est aujourd'hui dominant au sein de l'Union européenne, certains considèrent, qu'à terme, le système des quotas avec marché de certificats verts devrait devenir la norme, parce qu'il est plus flexible, sans doute moins coûteux pour la collectivité et qu'il peut être couplé aux deux autres systèmes qui se mettent en place : le marché des certificats de CO₂ et celui des certificats « blancs » (économies d'énergie).

La directive européenne du 27 septembre 2001 prévoit que les énergies renouvelables devront atteindre 12% du bilan primaire des pays de l'Union à l'horizon 2010, contre 6% en 2000, ce qui implique que les énergies renouvelables représenteront environ 22% de la production d'électricité à cette échéance contre 14% seulement en 2000. La forme d'énergie renouvelable qui connaît aujourd'hui le

rythme de développement le plus rapide au sein de l'OCDE est l'énergie éolienne, même si de fortes disparités subsistent encore entre les pays (se reporter aux tableaux I et II). C'est à son propos que le débat sur les mécanismes incitatifs les plus efficaces à mettre en œuvre a été relancé. L'objet de cet article est de faire le point sur les mérites comparés des divers systèmes incitatifs disponibles (en privilégiant l'exemple de l'éolien), mais en rappelant au préalable les enseignements essentiels du modèle de référence en ce domaine, celui de M.L. WEITZMAN.

I LE CADRE THÉORIQUE DE RÉFÉRENCE : LE MODÈLE DE M.L. WEITZMAN

Le modèle de M.L. WEITZMAN (1974) montre qu'en présence d'une incertitude sur les coûts de contrôle de la pollution, les politiques publiques d'internalisation des externalités par les prix (taxation ou subvention) et par les quantités (quotas) ne sont pas équivalentes et que le choix de l'instrument optimal dépend de la pente relative des courbes de coût marginal et de bénéfice marginal associées à chaque cas. Le raisonnement s'applique lorsqu'il s'agit d'externalités négatives (réduire le degré de pollution) mais également lorsque l'on a affaire à des externalités positives (promouvoir des énergies non polluantes).

M.L. WEITZMAN considère trois acteurs : l'Etat-régulateur, un producteur représentatif du bien q désiré (la qualité de l'environnement par exemple) et un consommateur représentatif. L'incertitude est représentée par deux variables aléatoires η et θ affectant respectivement les fonctions de bénéfice et de coût (cf la présentation de E. LEDEIN 2003). La fonction de coût du producteur $C(q, \theta)$ est supposée convexe (soit $C''(q, \theta) > 0$) et la fonction de bénéfice $B(q, \eta)$, qui est la somme du surplus du consommateur et du profit du producteur, est supposée concave (soit $B''(q, \eta) < 0$). L'auteur suppose en outre que $B'(0, \eta) > C'(0, \theta)$ et que $B'(q, \eta) < C'(q, \theta)$ pour q suffisamment grand. Ainsi lorsque q est faible la courbe de bénéfice marginal est au-dessus de la courbe de coût marginal, mais elle la coupe au moins une fois et reste en dessous pour q suffisamment grand.

En l'absence d'incertitude le problème est de trouver la quantité q^* qui maximise $B(q) - C(q)$, soit $p^* = B'(q^*) = C'(q^*)$. Il est équivalent pour l'Etat de fixer p^* et d'inciter le producteur à maximiser $p^*q - C(q)$ ou de fixer q^* et d'inciter le producteur à maximiser $p q^* - C(q^*)$.

Avec l'introduction de l'incertitude l'Etat-régulateur ne connaît pas a priori les courbes de coût et de bénéfice et il doit pourtant choisir ex ante un des deux outils d'intervention, le prix ou la quantité. L'Etat maximise donc le surplus collectif espéré :

$$E [B (q, \eta) - C (q, \theta)]$$

Le producteur répond à l'instrument en maximisant son profit

$$\text{Max } \pi = pq - C (q, \theta)$$

Avec l'instrument prix l'Etat annonce ex ante un prix p au producteur, lequel produit ex post la quantité qui maximise son profit :

$$q = \text{Arg Max... } pq - C (q, \theta) = h (p, \theta)$$

L'instrument prix optimal est donc le prix p_1 qui maximise :

$$p_1 = \text{Arg Max } E [B (h(p, \theta), \eta) - C (h(p, \theta), \theta)]$$

Avec l'instrument quantité l'Etat annonce ex ante une quantité q au producteur lequel fixe ex post le prix qui maximise son profit. L'instrument quantité optimal est donc la quantité q_2 qui maximise :

$$q_2 = \text{Arg Max } E [B (q, \eta) - C (q, \theta)]$$

L'auteur calcule alors l'avantage comparatif de l'instrument prix par rapport à l'instrument quantité en comparant leurs espérances de surplus (cf E. LEDEIN 2003) :

$$\Delta = E [B (h(p_1, \theta), \eta) - C (h(p_1, \theta), \theta)] - E [B (q_2, \eta) - C (q_2, \theta)]$$

Le calcul se fait en supposant que q_1 se situe au voisinage de q_2 et que l'incertitude ne porte que sur les niveaux de courbes de coût marginal et de bénéfice marginal (l'auteur suppose en outre que les deux incertitudes ne sont pas corrélées). Le résultat de WEITZMAN (avec développements limités des fonctions B et C à l'ordre 2 en q) :

$$\Delta (\text{ordre}2) = \sigma^2 (C_2 + B_2) / 2 C_2^2$$

où C_2 est la pente de la fonction de coût marginal ($C_2 > 0$) et B_2 la pente de la fonction de bénéfice marginal ($B_2 < 0$), σ^2 représentant la variance du niveau du coût marginal. Le signe de Δ est celui de $C_2 + B_2 = C_2 - |B_2|$ puisque $B_2 < 0$. Le « théorème de WEITZMAN » s'énonce comme suit : « si la pente du bénéfice marginal est plus faible que celle du coût marginal, l'instrument prix est en moyenne plus avantageux collectivement que l'instrument quantité, et inversement si cette pente est supérieure ». M. L. WEITZMAN remarque toutefois qu'une plus grande variance de la pente du coût marginal favorise l'instrument quantité. Face à une forte incertitude l'instrument quantité sera souvent préféré par le décideur public car il est générateur d'erreurs moins importantes que l'instrument prix.

La question est évidemment de savoir si, en pratique, la courbe de coût marginal est ou non plus pentue que celle du bénéfice marginal lorsqu'on applique ce raisonnement au développement des énergies renouvelables (l'éolien en particulier). Plusieurs études récentes (citées par P. MÉNENEAU et alii 2002 et E. LEDEIN

2003) font apparaître que la pente de la courbe de bénéfice marginal est plus faible que celle de la courbe de coût marginal (se reporter à l'étude de VOOGT et alii 2001 ou à celle de HUBER et alii 2001). En conséquence l'instrument prix (politique des prix garantis) devrait logiquement être privilégié par la puissance publique, par rapport à l'instrument quantité (politique des quotas). La fonction de coût est croissante dans la mesure où les sites éoliens les plus favorables vont être utilisés en priorité et les sites suivants seront plus coûteux à valoriser. Le bénéfice de l'électricité verte correspond quant à lui aux coûts de production évités de l'électricité conventionnelle (y compris les externalités négatives) et intuitivement on conçoit que la pente de la première courbe puisse être supérieure, en valeur absolue, à celle de la seconde (qui est relativement « plate » puisque le bénéfice marginal de cette substitution est à peu près constant). Cette intuition est corroborée par les études empiriques (cf le modèle REBUS de VOOGT ou le modèle ELGREEN de HUBER).

II LE SYSTÈME DES PRIX DE RACHAT GARANTIS (FEED-IN TARIFFS)

Le modèle de WEITZMAN montre qu'en situation d'information imparfaite la régulation par les prix doit être préférée à la régulation par les quantités. Dans le domaine de l'électricité verte cela correspond à l'instauration d'un système de « prix de rachat garantis » pour cette électricité renouvelable. Ce système impose aux compagnies d'électricité l'achat de l'électricité d'origine renouvelable produite par les producteurs situés sur leur zone de desserte à un tarif fixe, décidé par les pouvoirs publics et garanti sur une certaine période (de l'ordre de 15 ans). Ces prix garantis (feed-in tariffs) devraient logiquement refléter le coût marginal à long terme de l'électricité verte en y intégrant un taux de profit raisonnable et ils doivent être suffisamment incitatifs pour rendre les investissements dans le secteur attractifs. Tous les producteurs d'électricité verte dont le coût marginal est inférieur au prix garanti ont intérêt à produire. L'obligation d'achat concerne selon les cas l'opérateur historique en charge des missions de service public (comme en France) ou les gestionnaires de réseau, lesquels répartissent ensuite cette électricité verte entre les fournisseurs (comme en Allemagne).

Le schéma I montre que ce système génère pour la collectivité un surcoût qui correspond pour partie à un surcoût réel (la différence entre le coût marginal supporté par les producteurs d'électricité verte et le coût moyen du kWh conventionnel qui sert de référence) et pour partie à une rente différentielle dont

profitent les producteurs d'électricité verte les plus performants (la différence entre le prix garanti et le coût marginal supporté par ces producteurs, laquelle sera nulle pour le producteur marginal). Le surcoût est généralement à la charge du consommateur final, via un « fonds de service public » ou une « contribution au service public », comme en France, mais il peut être, pour partie, à la charge du contribuable, comme au Danemark.

L'Allemagne, le Danemark, l'Espagne et plus récemment (2001) la France ont choisi de soutenir le développement de la filière éolienne via un système de prix de rachat garantis et ce système était d'ailleurs utilisé dans 12 des 15 pays de l'Union Européenne au début 2004. En termes de puissance installée ce choix semble efficace si on en juge par les taux de croissance observés (23,1% en 2003) et si l'on constate que plus de 12 000 MW de capacité installée étaient disponibles courant 2003 en Allemagne, contre près de 5 000 en Espagne, 3 000 au Danemark et 250 environ en France (en mai 2004 la puissance installée s'élevait à 274 MW en France). Per capita cette puissance installée est très variable d'un pays à l'autre comme le montre le tableau II et cela s'explique largement par les choix de politique énergétique propre à chaque pays ; mais d'une façon générale le choix de prix de rachat rémunérateurs a indiscutablement lancé l'industrie éolienne en Europe. En mai 2004 la puissance éolienne totale installée dans l'Union Européenne était de 29 067 MW sur un total mondial de 39 294 (cf Tableau I). Ce chiffre est à comparer à la puissance installée modeste du photovoltaïque en Europe à la même date : 562 MW crêtes. La France a abandonné fin 2000 le système des quotas au profit du système des prix garantis mais la présence d'un parc nucléaire important et performant rend moins nécessaire le recours à cette filière ; l'Allemagne ayant décidé le principe d'un abandon du nucléaire doit en revanche diversifier ses sources d'énergie et cela explique l'effort qui est fait en faveur de la filière éolienne.

La loi française du 10 février 2000 fait obligation à EDF et aux entreprises locales de distribution d'acheter aux producteurs qui en font la demande, à des tarifs réglementés, l'électricité qu'ils produisent à partir d'installations de moins de 12 MW utilisant des énergies renouvelables ou mettant en œuvre des techniques de cogénération (éolien, petite hydraulique, biomasse, géothermie, photovoltaïque). Selon le dernier rapport de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE, juin 2004) la déclaration d'EDF relative à l'année 2002 fait apparaître un prix d'achat moyen de cette électricité de 69 euros par MWh, soit un surcoût de l'obligation d'achat de l'ordre de 40 euros par MWh si l'on prend le nucléaire comme électricité conventionnelle de référence. Le prix garanti de l'électricité éolienne est particulièrement attractif puisqu'il reste supérieur à 80 euros le MWh les premières années du contrat. Le tarif appliqué actuellement en France pour l'éolien est un tarif

dégressif garanti sur 15 ans : 8,38 cE le kWh les 5 premières années, puis 5,95 cE les 5 suivantes et près de 3,1 cE les 5 dernières années. En Corse et dans les DOM-TOM le tarif est même supérieur (il faut dire que le coût de l'électricité conventionnelle y est également supérieur) : 9,15 cE le kWh les 5 premières années puis 7,47 cE les 10 années suivantes. En Allemagne le prix garanti dépasse les 9 cE le kWh pour l'éolien et il est de 6,8 cE en Espagne. Notons qu'en Allemagne aussi le tarif est dégressif pour tenir compte du progrès technique et des économies d'échelle.

Ce système de prix garantis présente des avantages mais il suscite également des réserves.

A) Les avantages du système sont de trois ordres .

- 1) Les producteurs d'électricité verte bénéficient d'un revenu stable sur une longue période, un revenu qui est indépendant des fluctuations du prix de l'électricité conventionnelle sur les marchés spot. Plus le prix est élevé plus l'incitation à investir sera forte et les trois pays européens qui ont privilégié ce système depuis plusieurs années (l'Allemagne, le Danemark et l'Espagne) représentent à eux seuls plus des trois-quarts de la puissance éolienne installée en Europe. Avec le prix garanti le risque de marché est nul, et la rentabilité des projets dépend essentiellement de la capacité des investisseurs à maîtriser leurs coûts.
- 2) L'existence d'une rente différentielle importante peut inciter les producteurs à investir dans la recherche-développement pour mettre au point des technologies innovantes plus performantes et ainsi baisser leurs coûts de production ; le système incite donc au progrès technique.
- 3) Les coûts de transaction sont inexistantes puisque le cadre réglementaire est parfaitement identifié et figé ; l'information sur le prix de rachat est transparente et facilement accessible.

B) Les inconvénients du système sont néanmoins non négligeables et on peut les regrouper autour de quatre idées :

- 1) Les tarifs d'achat garantis ne procurent aucune garantie quant à l'objectif quantitatif (en termes de kWh verts) que se donne la puissance publique. Le prix de rachat est connu mais comme la courbe de coût marginal est inconnue ex ante, la quantité d'électricité verte qui sera mise sur le marché (rachetée en priorité) est inconnue, ou plutôt ne sera connue qu'ex post. Une erreur d'estimation sur la pente de la courbe de coût marginal peut donc engendrer une quantité d'électricité verte très différente de la quantité souhaitée par le

régulateur . Le schéma II montre que si la courbe de coût marginal présente une faible pente , le recours au système des prix garantis combiné à une mauvaise estimation des quantités qui seront produites peut conduire à un surcoût très important pour le consommateur (ou le contribuable). Si la pente de la courbe est forte une erreur sur le prix de rachat aura des conséquences moins dramatiques car une variation du prix garanti fait alors faiblement varier la quantité d'électricité produite. Une politique de prix garantis est donc judicieuse si les coûts marginaux de production de l'électricité verte sont rapidement croissants ; elle peut être coûteuse dans le cas contraire.

- 2) Le système des prix garantis procure une rente sous forme de « windfall profits » aux producteurs dont le coût marginal est sensiblement plus faible que le prix de rachat d'où l'idée qu'il faut introduire des prix de rachat dégressifs dans le temps pour tenir compte des effets du progrès technique , et éventuellement différencier les prix de rachat selon les technologies utilisées. La dégressivité des tarifs est généralement la règle en pratique mais la différenciation est rarement appliquée car elle est difficile à mettre en œuvre.
- 3) Le système des prix garantis est coûteux pour le consommateur. C'est généralement le consommateur final (parfois conjointement avec le contribuable) qui supporte le surcoût du système. On a recours soit à la technique des « subventions croisées » entre clients, soit à un « fonds de solidarité » alimenté par les fournisseurs au prorata de leurs ventes soit à une « contribution spécifique » payée avec la facture, comme c'est le cas aujourd'hui en France.

En France par exemple la CRE estime que l'obligation d'achat des énergies renouvelables (dont 54% correspond à l'achat de l'électricité éolienne, 24% à de l'électricité hydraulique et 22% à de la cogénération) représente à elle seule 72% des charges de service public, c'est-à-dire du surcoût que supporte EDF pour remplir les trois missions de service public que lui impose la loi de février 2000, à savoir : 1) aider à la fourniture d'électricité aux personnes en situation de précarité 2) assurer la péréquation spatiale des tarifs sur tout le territoire français pour le consommateur final 3) participer à la réalisation des objectifs de développement des énergies renouvelables et de la cogénération tels qu'ils sont définis par la « programmation pluriannuelle des investissements ». Ces missions de service public

génératrices de surcoûts sont financées depuis le 1^{er} janvier 2003 par le biais d'une « contribution au service public de l'électricité » (CSPE) payée par chaque consommateur final et identifiable sur sa facture . Auparavant le financement se faisait par l'intermédiaire d'un fonds de solidarité alimenté par les fournisseurs d'électricité. En 2004 cette CSPE représente en moyenne 5% de la facture hors taxes d'électricité d'un particulier mais elle peut atteindre 9,5% de celle d'un gros industriel (source CRE). Pour l'année 2004 les charges prévisionnelles imputables aux contrats d'achat de l'électricité verte (et de la cogénération) ont été estimées par EDF à 1093 millions d'euros (1981 millions d'euros de coûts d'achat dont il faut déduire 888 millions d'euros de coûts évités correspondant à l'électricité conventionnelle qu'il aurait fallu produire ou acheter sur le marché de gros). Ce qui inquiète la CRE c'est l'augmentation rapide de ces surcoûts. Au total les charges des trois missions de service public s'élèvent en 2004 à 1735,2 millions d'euros soit 4,5 euros par MWh ou 4,5 centimes d'euro par KWh. En 2000 la contribution au FSPPE (fonds de solidarité) était de 3 euros par MWh seulement. La hausse de la CSPE est en 2004 de 36% par rapport au chiffre 2003 et cette dérive est largement imputable à cette obligation d'achat. La CRE estime qu'à l'horizon 2007 la contribution CSPE pourrait atteindre 7,2 euros par MWh ce qui représenterait en moyenne 6,5% de la facture d'un client domestique mais 12% de celle d'un gros industriel. Certes la loi a prévu un plafond, fixé actuellement à 500 000 euros par site de consommation mais ce surcoût peut pénaliser les industriels sur les marchés internationaux.

On doit toutefois noter que la hausse des surcoûts d'achat en 2004 comparativement à 2002 a été freinée par l'augmentation sensible du prix du marché de gros (spot) de l'électricité qui a été observée au cours de l'année 2003. L'obligation d'achat supportée par EDF génère un surcoût égal à la différence entre le prix garanti et le prix que l'entreprise aurait supporté si elle s'était approvisionnée sur le marché spot. Toute hausse du prix du marché spot réduit donc, ceteris paribus, le montant des charges supportées par l'opérateur historique. Si les prix spot n'avaient pas augmenté autant en 2003 le croissance des charges de service public aurait été plus forte. Début 2004 le prix moyen du marché de gros est de l'ordre de 30 euros le MWh contre 22 en moyenne en 2002. On estime aujourd'hui que ce prix moyen devrait être de l'ordre de 35 euros le MWh fin 2004 (surtout si la hausse du

prix du pétrole au delà de 40 voire 45 dollars le baril se maintient), ce qui correspond d'ailleurs au coût marginal à long terme (coût en développement) des capacités nouvelles d'électricité conventionnelle (centrales à cycles combinés à gaz).

Dès 2001 la CRE a attiré l'attention des pouvoirs publics sur le risque de dérive que constitue ce mécanisme d'aide aux énergies renouvelables et elle confirme sa position dans son rapport de juin 2004, incitant le pouvoir politique à opter pour un système de quotas avec enchères (ou des quotas adossés à un marché de certificats verts).

- 4) Le prix garanti payé au producteur ne tient pas compte d'une externalité négative induite par le recours à certaines formes d'électricité verte, l'éolien en particulier, à savoir l'intermittence. L'électricité ne se stocke pas et la production d'électricité éolienne est soumise à des aléas climatiques (absence de vent), de sorte que la collectivité peut être amenée à supporter un « coût de défaillance » si cette électricité n'est pas disponible à certaines heures de forte demande. Elle joue en quelque sorte le rôle d'un « produit fatal » comme l'hydraulique au fil de l'eau. Une forte proportion d'électricité renouvelable dans la production totale d'électricité d'un pays est de nature à détériorer la gestion de la charge pour l'électricien. Cette électricité renouvelable étant prioritaire sur le réseau on est parfois amené à arrêter des centrales en base à faible coût à certaines heures et à programmer en « stand by » des équipements de secours coûteux pour tenir compte de la défaillance possible de cette électricité verte aux heures de pointe. De ce point de vue le prix « affiché » garanti ne coïncide pas avec le coût social réellement supporté par la collectivité. On peut certes défendre l'idée que le surcoût supporté par le consommateur correspond à une externalité positive tenant au fait que l'électricité verte est non-polluante. Mais il est probable que le prix garanti, surtout lorsqu'il est très incitatif, est supérieur au bénéfice marginal de cette électricité ; le bénéfice marginal est ici égal à la somme du coût évité de production de l'électricité conventionnelle et du coût évité des externalités négatives associées à cette électricité conventionnelle (rejets polluants). Il est probable aussi que ce prix garanti demeure inférieur au coût social total incluant le coût de défaillance de l'électricité verte. On a la formule suivante :

$$CEC + EP \leq PG < CS = PG + ED$$

où PG représente le prix garanti de l'électricité verte

CEC est le coût marginal évité à long terme de l'électricité conventionnelle

EP est l'externalité négative évitée associée à la production d'électricité conventionnelle (CO2 par exemple)

CS est le coût social réellement supporté par la collectivité du fait du rachat prioritaire de l'électricité verte

ED est l'externalité négative associée au caractère intermittent de l'électricité verte (coût marginal de défaillance)

III LE SYSTÈME DES QUOTAS AVEC ENCHÈRES

Le système des quotas avec appels d'offres ou enchères concurrentielles consiste, pour la puissance publique, à fixer un objectif quantitatif d'électricité verte à injecter sur le réseau et à mettre les producteurs potentiels en concurrence pour atteindre cet objectif au meilleur coût. Les producteurs retenus au terme de l'appel d'offre bénéficient d'une garantie d'achat sur la durée prévue au cahier des charges. Les offres sont classées par ordre de prix demandé (logique dite du « merit order ») et le prix contractuel de rachat est soit le prix-limite (le coût marginal de la dernière offre rejetée) soit le prix demandé par chacun des offreurs retenus. Dans le premier cas on parle « d'enchères à la française » (bid at the marginal price) et tous les producteurs retenus reçoivent le même prix ; dans le second cas on parle « d'enchères à la hollandaise » ou enchères discriminatoires (pay as bid) et le prix versé varie d'un producteur à l'autre.

Ce système des appels d'offres a été utilisé en Angleterre dans le cadre de la Non Fossil Fuel Obligation (NFFO) de 1991 à 2001 et en France de 1996 à 2000 dans le cadre du projet « Éole 2005 ». Dans les deux cas il a été abandonné au profit du système des prix garantis (France) ou du système des quotas avec marché de certificats verts (Angleterre) et seule l'Irlande utilise encore cette procédure. Il est à noter toutefois que le système des appels d'offre est explicitement prévu dans la loi française du 10 février 2000 et que le gouvernement se réserve le droit de l'utiliser au coup par coup, ce qu'il fait d'ailleurs pour certains projets. En 2003 le ministre français chargé de l'énergie a demandé à la CRE de proposer un cahier des charges pour 4 appels d'offres relatifs à de la production d'électricité verte (éolien off-shore et biomasse principalement) ; il s'agit de projets qui dépasse le seuil des

12 MW prévu par la loi qui organise le rachat prioritaire de l'électricité renouvelable. Les projets portent ici sur 500 à 1500 MW à l'horizon 2007. Ainsi la Compagnie du Vent filiale du groupe espagnol EHN, numéro un mondial de l'éolien, et Shell Wind Energy ont répondu en proposant deux projets d'éoliennes off-shore, un projet au large d'Agde et un autre au large de Fos-sur-Mer ; chaque parc serait situé à 5 km environ de la côte et serait composé de 34 éoliennes représentant une puissance de 102 MW ; le coût du projet serait de 250 millions d'euros pour Agde et de 300 millions pour Fos. Notons que TOTAL a également un projet d'implantation d'un parc d'éoliennes au large de Port-la-Nouvelle qui devrait être proposé avant fin 2004 en réponse à ces appels d'offres.

Le système des appels d'offres avec enchères « à la hollandaise » présente lui aussi des avantages et des inconvénients :

A) Les avantages : on peut en trouver 3

- 1) La puissance publique conserve la maîtrise du volume d'électricité verte qui sera injectée sur le réseau ; elle fixe la quantité souhaitée mais , en contrepartie, ne connaît pas ex ante le coût exact de l'opération puisqu'elle ignore l'allure du coût marginal et qu'il lui faut donc attendre le dépouillement des offres pour connaître ce coût (cf le schéma III).
- 2) La puissance publique peut choisir les régions où seront implantées les installations, ce qui lui permet de mener une politique d'aménagement du territoire. Cela n'est pas possible avec le système des prix garantis.
- 3) La rente différentielle observée avec le système des prix garantis disparaît et le mécanisme est donc a priori moins coûteux pour le consommateur. Les prix d'offres (donc les prix de rachat) devraient logiquement s'aligner sur les coûts marginaux des soumissionnaires les plus performants en y ajoutant un taux de profit « raisonnable ». Ils couvriront donc le surcoût de l'électricité verte produite mais n'engendreront pas de « windfall profits ». La CRE, dans son rapport de juin 2004, considère que ce système, en faisant jouer la concurrence entre les producteurs potentiels, permet d'obtenir un prix moyen plus faible que le système des prix garantis. A titre d'illustration le programme « Éole 2005 » avait donné en 1996 et 1998 un prix moyen d'achat de l'électricité éolienne de 47,5 euros par MWh contre 80 euros par MWh pour le système actuel des prix régulés.

B) Les inconvénients : ils ne sont pas négligeables et cela peut expliquer que ce système soit un peu délaissé sauf pour des opérations ponctuelles.

- 1) Les réponses aux appels d'offres sont incertaines et le prix d'offre de chaque soumissionnaire n'est pas connu ex ante. La puissance publique n'a donc pas de garantie que la quantité souhaitée sera atteinte et de plus le coût de l'opération est indéterminé ex ante, même si on peut espérer que grâce à la concurrence ce coût sera plus faible que celui d'un système de prix garantis.
- 2) Les coûts de transaction sont plus élevés qu'avec un système de prix garantis car il y a une procédure d'appels d'offres à respecter (élaboration d'un cahier des charges, information des offreurs potentiels, dépouillement des offres etc...).
- 3) Le système étant a priori moins rémunérateur pour les offreurs que le système des prix garantis, il n'incitera pas ces producteurs à entreprendre de gros efforts de recherche-développement pour faire baisser leurs coûts via les innovations possibles. Ces producteurs d'électricité verte vont chercher à couvrir leurs coûts avec un taux de marge raisonnable mais ils courent le risque de ne pas être retenus si le prix qu'ils demandent est trop élevé par rapport à leurs concurrents.
- 4) Le « coût de défaillance » signalé avec le système des prix garantis existe aussi ici sauf si le cahier des charges impose une disponibilité à certaines périodes (avec pénalités en cas de non respect de cette clause ; mais un tel système est difficile à mettre en œuvre avec l'éolien).
- 5) le système des « enchères à la hollandaise » peut inciter les producteurs à adopter des comportements « opportunistes » c'est à dire à mener des stratégies qui peuvent aller à l'encontre de l'intérêt collectif.

Dans une enchère à prix-limite (bid at the marginal price) les producteurs ont intérêt à transmettre une offre égale à leur évaluation puisque le prix retenu ne sera pas égal au prix demandé. Avec l'enchère discriminatoire (pay as bid) les producteurs ont intérêt à surestimer leur prix d'offre par rapport à leur évaluation ; cela réduit la probabilité d'être retenu dans le tour de table mais le prix reçu en cas de victoire sera plus élevé.

Ce comportement est renforcé par le fait que les producteurs anticipent la « malédiction de vainqueur » décrite par CHARI et WEBER (1992) dans le cas des émissions obligataires. Cette malédiction caractérise le fait qu'un producteur d'électricité éolienne peut regretter d'avoir remporté l'appel d'offres lorsqu'il s'aperçoit qu'il

n'est vainqueur que parce que ses concurrents ont transmis des offres à des prix supérieurs (certains d'entre eux pouvant également faire partie des producteurs retenus au terme des enchères). Comme, avec ce système, chaque vainqueur reçoit le prix qu'il a demandé, chaque producteur va anticiper la « malédiction du vainqueur » et revoir à la hausse le prix qu'il souhaite obtenir pour son électricité verte. Comme tous auront ce comportement le coût pour la collectivité risque de s'accroître.

Les producteurs qui entendent répondre à l'appel d'offres vont chercher à acquérir de l'information sur les offres de leurs concurrents potentiels, ce qui a un coût ; certains d'entre eux en l'absence d'information préféreront s'abstenir de soumissionner, ce qui n'est pas collectivement optimal. Ils peuvent aussi chercher à s'entendre pour proposer des prix de collusion, ce qui est pénalement sanctionné mais la preuve de ces ententes (explicites ou tacites) est souvent difficile à apporter. Au total tous ces comportements opportunistes sont de nature à faire monter les prix de rachat de l'électricité verte et le principal atout de cette procédure risque alors de disparaître.

IV LE SYSTÈME DES QUOTAS DÉCENTRALISÉS ADOSSÉS À UN MARCHÉ DE CERTIFICATS VERTS

Conformément aux conclusions du modèle de WEITZMAN le système des prix garantis a encore aujourd'hui la préférence sur celui des quotas avec enchères, au sein de l'Union Européenne du moins. Il peut s'avérer coûteux mais semble avoir été efficace pour relancer la production d'électricité verte ces dernières années. Le débat « prix versus quantités » est néanmoins relancé aujourd'hui avec la mise en œuvre dans quelques pays de marchés de « certificats verts » associés à des systèmes de quotas obligatoires . Des quotas obligatoires de production ou de fourniture d'électricité verte sont imposés aux producteurs et/ou distributeurs d'électricité (généralement un % des ventes) et ces opérateurs peuvent respecter ces obligations de trois façons :

- soit en produisant eux-mêmes l'électricité verte imposée ;

- soit en achetant cette électricité verte à un autre producteur , généralement dans le cadre de contrats de fourniture à long terme (ils s'agit de « contrats physiques ») ;
- soit en acquérant sur un marché financier spécifique les « certificats verts » correspondant à la quantité d'électricité nécessaire au respect du quota .

Une combinaison des trois solutions précédentes est évidemment possible. Un producteur dont les coûts marginaux sont rapidement croissants dans le domaine de l'électricité renouvelable préférera acquérir des certificats verts plutôt que de produire lui-même dès lors que son coût marginal de production dépassera le prix d'acquisition des certificats (cf le schéma IV)

Avec un tel système les producteurs d'électricité verte reçoivent pour chaque MWh vert produit un certificat vert et ils vendent deux biens distincts sur deux marchés différents :

- l'électricité verte physique est vendue sur le marché de gros de l'électricité, au prix de l'électricité conventionnelle ;
- le certificat vert , un produit financier échangeable, qui représente le « valeur ajoutée » de cette électricité verte, est négocié sur le marché des certificats verts.

Le prix du certificat vert doit logiquement correspondre à la différence entre le coût marginal de production de cette électricité verte et le prix de l'électricité conventionnelle sur le marché de gros (ou marché spot). L'existence d'un tel marché de certificats verts introduit un élément de flexibilité et permet une allocation optimale des ressources. Chaque producteur doit en effet mettre en œuvre les solutions les moins coûteuses pour produire cette électricité verte de façon à rester compétitif sur le marché des certificats verts. L'instauration de quotas individuels entraîne des coûts marginaux de production d'électricité verte qui peuvent être très différents d'un producteur à l'autre et l'existence de ce marché de certificats permet de niveler les coûts marginaux de production entre les producteurs. Cela incite les producteurs les plus efficaces (ceux dont les coûts marginaux sont les plus faibles) à produire davantage et à vendre leurs excédents sur le marché et cela conduit les producteurs dont les coûts marginaux sont élevés à limiter leur production et à s'approvisionner pour partie sur le marché des certificats verts pour respecter leur quota. Il y a donc tendanciellement une égalisation des coûts marginaux, ce qui est collectivement optimal.

Plusieurs questions demeurent au niveau du fonctionnement d'un tel système :

- 1) Qui est soumis au respect des quotas ? Ce peut être les producteurs d'électricité, comme en Italie, ou les distributeurs et fournisseurs,

comme en Angleterre ; exceptionnellement on peut imposer des quotas aux consommateurs, comme c'est le cas dans le projet danois...

- 2) Que se passe-t-il en cas de non-respect du quota ? En général une amende est prévue et de ce fait elle constitue le prix-plafond (price-cap) du certificat vert ; les opérateurs soumis aux obligations de quotas n'accepteront pas de payer, pour un certificat vert, un prix supérieur à la valeur de l'amende.
- 3) Existe-t-il un prix-plancher pour les certificats verts ? En Belgique par exemple le législateur a prévu un prix-plancher dans le but d'assurer un revenu minimal aux producteurs d'électricité verte. C'est en général le gestionnaire du réseau qui a l'obligation d'acheter les certificats à ce prix-plancher lorsque la demande de certificats est particulièrement faible (on parle alors de buy-back tariff) .
- 4) Quelle est la durée de validité des certificats ? elle est variable selon les expériences et oscille entre 1 et 5 ans ; des opérations d'emprunt (borrowing) et de mise en réserve (banking) sont parfois explicitement prévues, ce qui accroît la flexibilité du système . Cela permet notamment de déconnecter la période d'émission du certificat de celle de son utilisation.

Ce système de certificats verts est d'ores et déjà en vigueur dans quelques pays européens et il semble avoir les faveurs de la Commission européenne. Début 2004 trois pays européens, l'Angleterre, l'Italie et la Belgique l'ont adopté et trois autres envisagent de le faire : le Danemark, la Suède et les Pays-Bas. Notons que ce système est apparu pour la première fois au début des années 1990 en Californie , avec le mécanisme R.P.S. (Renewable Portfolio Standard). Le système britannique R.O.C.S. (Renewable Obligation Certificate System) a remplacé le mécanisme d'enchères concurrentielles (NFFO) mis en œuvre en 1990. Depuis 2003 obligation est faite aux fournisseurs d'électricité (supplieurs) de justifier d'un minimum de 3% d'électricité verte dans leurs ventes totales d'électricité. Ce chiffre devrait atteindre 10,4% en 2011. La pénalité (buy-out price) est actuellement fixée à 5centimes d'euro par kWh en cas de non respect du quota. Le système italien , en vigueur depuis 2001, impose aux producteurs et importateurs d'électricité de fournir au moins 2% d'électricité verte et le prix-plafond des certificats est fixé à 6 centimes d'euro par kWh (lorsque le prix du certificat atteint ce seuil sur le marché c'est le gestionnaire du réseau qui émet des certificats au prix-plafond). Le système belge, en vigueur depuis 2002 a fixé un objectif de 5% d'électricité verte à l'horizon 2005 et de 12% à l'horizon 2010 et ce sont les distributeurs qui doivent respecter ce quota. La pénalité varie entre 10 et 12 centimes d'euro selon les

régions (Wallonie ou Flandre). Le Danemark envisage lui aussi d'adopter ce système avec des objectifs très ambitieux : 50% d'électricité verte à l'horizon 2030 , obligation qui incomberait aux consommateurs et qui comporterait un prix-plancher et un prix-plafond pour les certificats. Mais ce système n'est pas encore opérationnel...

Pour certains (dont la Commission européenne) ce système de certificats devrait progressivement se substituer au système dominant encore en vigueur en Europe, celui des prix garantis. Il présente en effet des avantages importants bien que certaines critiques puissent lui être adressées.

A) Les avantages : on peut en trouver trois principaux.

- 1) Un système de certificats verts adossés à des quotas décentralisés permet une allocation optimale des efforts en incitant les producteurs les plus efficaces à développer leur offre d'électricité verte et en les incitant à réduire leurs coûts afin de bénéficier d'une meilleure rémunération sur le marché des certificats. Certes le système est peut-être moins incitatif qu'un système de prix garantis élevés (la rente différentielle a disparu) mais il est aussi moins coûteux pour le consommateur surtout si un prix-plafond est instauré sur le marché des certificats. De plus le système est souple et évolutif car la puissance publique peut moduler facilement le montant des quotas au cours du temps ; intuitivement il est toutefois difficile de savoir si un système de prix garantis dégressifs est ou non plus difficile à faire accepter qu'un système de quotas progressifs.
- 2) Un tel système est facilement généralisable à l'ensemble de l'espace européen , ce qui permettrait de localiser la production d'électricité verte dans les régions les mieux adaptées (les plus ventées pour l'éolien) et d'organiser le marché des certificats à l'échelle de l'Union Européenne.
- 3) Ce système de certificats verts induit pour la collectivité un surcoût proportionnel à la consommation d'électricité alors qu'avec un système de prix garantis le surcoût est forfaitaire ; c'est du moins le cas si le quota est exprimé en pourcentage de la consommation d'électricité. Cela peut dès lors inciter les consommateurs (ou les fournisseurs) à faire des économies d'énergie et ce système peut être aisément couplé à celui des certificats « blancs » (certificats d'économies d'énergie en cours d'installation dans plusieurs pays européens). Avec les certificats verts le surcoût est proportionnel à αC (où α est le % d'électricité qui

doit être d'origine renouvelable au niveau de la consommation C d'électricité). Avec le système des prix garantis le surcoût pV (où p est le prix garanti et V la quantité d'électricité verte qui sera mise sur le réseau en réponse à cette incitation) est indépendant de la consommation d'électricité C . Une réduction de la consommation d'électricité n'implique donc pas une réduction du surcoût puisque V est indépendant de C . Certes le financement de ce surcoût se fait souvent, comme c'est le cas en France avec la CSPE, via une « contribution » c par kWh consommé mais cette contribution doit périodiquement (chaque année en pratique) être modifiée, et généralement augmentée, pour permettre le financement de l'électricité verte injectée ; on doit en effet avoir ex post : $cC = pV$. Avec le système des quotas au contraire les efforts d'économies d'énergie sont récompensés du moins tant que le paramètre α reste constant.

B) Les inconvénients du système : ils peuvent être présentés autour de cinq idées.

- 1) Les coûts de transaction liés à l'organisation du marché des certificats ne sont pas négligeables et de ce point de vue le système est plus coûteux qu'un système régulé de type « prix garantis ».
- 2) Le marché des certificats peut être étroit si le nombre d'opérateurs présents n'est pas très grand ; du coup sa liquidité sera faible et la volatilité des prix des certificats peut être forte. L'expérience a montré que certains distributeurs soumis à l'obligation de respecter des quotas préfèrent signer des contrats bilatéraux à long terme avec des producteurs d'électricité verte pour un approvisionnement « physique » en électricité verte plutôt que d'aller sur le marché des certificats verts (cf l'expérience du Texas ; voir LANGNISS et WISER 2003).
- 3) La mise en œuvre d'un marché de certificats verts à l'échelle européenne nécessiterait d'une part de standardiser les certificats entre les pays et supposerait d'autre part une convergence des prix de gros de l'électricité conventionnelle sur les marchés spot, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui. Les disparités de prix de gros constituent un obstacle à la fluidité d'un marché européen de certificats verts mais une certaine convergence est de nature à apparaître avec le développement des interconnexions électriques transnationales.

- 4) Il faut éviter d'attribuer des certificats verts aux anciennes installations amorties d'électricité verte si l'on veut éviter les « windfall profits » et ne les attribuer qu'aux installations nouvelles ; en pratique cette discrimination n'est pas toujours facile à opérer et l'on retrouve avec ce mécanisme les mêmes difficultés que pour l'attribution des « permis à polluer » dans le cadre de la lutte contre l'effet de serre.
- 5) Lorsqu'un système d'amendes est prévu par le législateur en cas de non respect des quotas (ce qui correspond de facto à l'instauration d'un prix-plafond pour les certificats), l'Etat peut être incité à instaurer des « barrières à l'entrée » aux investissements verts dans la mesure où ces amendes constituent pour lui une recette budgétaire. Si l'on veut éviter un tel effet pervers il faut que le produit des amendes soit versé sur un compte spécial géré par une autorité indépendante et qu'il serve à financer des opérations de recherche-développement dans le domaine des énergies renouvelables.

V LE SYSTÈME DU FINANCEMENT VOLONTAIRE

La promotion des énergies renouvelables se justifie largement par les avantages que ces énergies procurent à la collectivité au niveau du respect de l'environnement. Ces avantages revêtent la qualité d'un bien collectif et l'on peut admettre que des individus soient prêts à payer un surcoût pour conserver cette qualité environnementale, pour eux-mêmes comme pour leur descendance . Le problème est, qu'en l'absence d'une procédure coercitive, chacun aura tendance à se comporter en « free rider ». Certains chercheront à profiter de cet avantage sans payer et d'autres ne voudront pas payer sachant que tous ne paient pas alors que tous en profitent. On peut admettre toutefois que certains individus, plus motivés que d'autres , par conviction « écologiste » ou par altruisme, sont susceptibles de révéler de façon spontanée une « disposition à payer » un tel surcoût pour de l'électricité verte ; et ils le feront qu'ils aient la garantie d'être livrés eux-mêmes en électricité verte (ce qui n'est pas facile en raison des lois de KIRCHHOFF) ou qu'ils aient seulement la garantie que grâce à eux de l'électricité verte sera injectée sur le réseau en proportion de leurs efforts.

Cette disposition à payer apparaît relativement élevée dans les enquêtes menées un peu partout dans le monde (cf F. MIRABEL et alii 2001). C'est le cas en Suisse, en Allemagne, au Royaume-Uni, aux Pays-Bas et aux Etats-Unis, où les enquêtes montrent qu'une proportion élevée de consommateurs est prête à payer un supplément pour de l'électricité verte, soit par préférence pour ce type de produit soit par rejet de l'électricité conventionnelle considérée comme polluante ou dangereuse. L'enquête menée en Suisse par B. TRUFFER (1998) montre que 80% des individus se déclarent prêts à payer un supplément pour participer au développement de l'électricité verte dont près de la moitié accepterait un prix majoré de 25%. L'enquête de B. FARHAR (1999) aux Etats-Unis montre que 70% des individus interrogés se déclarent prêts à payer au moins 5\$ de plus par mois pour promouvoir l'électricité verte et 21% vont jusqu'à 15\$ de plus par mois (se reporter également à l'article de E.HOLT et alii 2001) Une enquête en cours au CREDEN, menée dans la région Languedoc-Roussillon qui est la région la plus dynamique de France en matière d'implantation d'éoliennes, corrobore ces résultats (cf A. d'ARTIGUES 2004). La même attitude peut s'observer du côté des entreprises mais les motivations sont différentes :

- pour les particuliers la souscription volontaire peut être un moyen de soulager leur mauvaise conscience en raison des dommages qu'ils causent à l'environnement dans leur vie quotidienne ; une meilleure information sur les risques environnementaux incite également des individus à choisir de payer ce surcoût mais de fortes disparités subsistent selon la catégorie socio-professionnelle et le niveau d'éducation ;
- pour les entreprises la dimension altruiste est souvent mise en avant par les dirigeants mais c'est une motivation de type marketing qui justifie ce financement volontaire en faveur de l'électricité verte ; il s'agit de profiter d'un effet « réputation » et d'une bonne image ce qui impose de communiquer sur ce sujet. Certaines entreprises s'efforcent de montrer qu'elles sont attentives aux préoccupations de leurs clients, de leurs salariés et de leurs actionnaires en matière de développement durable et elles insistent sur la responsabilité qu'elles prennent pour respecter ces convictions (concept de Corporate Social Responsibility, CSR). C'est la même attitude qui les conduit à adopter « un comportement éthique » en garantissant par

exemple que leurs produits sont fabriqués sans recourir au travail des enfants. Notons que l'on commence à voir un recours du privé à cette forme d'électricité verte, pour des raisons de coût. Ainsi le cimentier Lafarge Maroc et la Compagnie du Vent ont signé courant 2004 un contrat pour la construction du premier parc éolien privé du Maroc, qui doit alimenter la nouvelle cimenterie de Tétouan en électricité. Composé de 12 aérogénérateurs, pour une puissance totale de 10,2 MW, le parc produira 38 millions de kWh par an et devrait satisfaire la moitié des besoins en électricité de cette cimenterie. La construction devrait débuter fin 2004 et la production début 2005.

Malgré la forte disposition à payer parfois affichée par beaucoup, la demande solvable reste faible en pratique car il existe un « gap » entre les préférences déclarées et le comportement réel. Cette demande existe néanmoins et elle justifie que la plupart des producteurs et distributeurs d'électricité proposent aujourd'hui à leur clientèle une option « électricité verte ». C'est le cas en France avec « l'Option Equilibre » d'EDF, l'offre « Alpeénergie » d'Energie du Rhône (CNR) ou l'option « Planète » de Powéo...Le but des opérateurs est alors de segmenter le marché pour exploiter la forte disposition à payer de certains consommateurs ; plusieurs formules existent (comme une option « solar-wind-water » par exemple) et le consommateur peut décider de n'acheter qu'une partie de sa consommation sous forme d'électricité verte.

Deux conditions doivent cependant être respectées si l'on veut favoriser le financement volontaire de ce type d'électricité :

- 1) il faut mettre en place des labels qui permettent de crédibiliser les offres des producteurs et un contrôle doit bien évidemment être fait par des organismes indépendants (cf le bureau « Observer » pour l'option d'EDF)
- 2) il faut éviter les abus au niveau des stratégies d'écrémage de la rente du consommateur ; la discrimination tarifaire doit être à la fois objective et transparente, refléter le surcoût réel et garantir une information fiable et honnête du consommateur.

CONCLUSION

Le système des prix garantis rémunérateurs , actuellement en vigueur dans la majorité des pays de l'Union Européenne, est sans doute le système le plus efficace pour inciter les industriels à investir dans les énergies renouvelables (l'éolien notamment). Il risque néanmoins de s'avérer très coûteux dans le futur, sauf si le prix directeur de l'électricité conventionnelle s'accroît fortement (ce qui n'est pas exclu avec la hausse soutenue du prix du pétrole), dans un contexte où il faudra en plus acquérir des « droits à polluer » pour respecter la réglementation. La dégressivité des prix garantis de l'électricité verte ne peut pas être trop forte ni trop rapide car le système incitatif perd alors de son intérêt.

A terme on peut penser que la mise en place d'un marché de « certificats de CO2 » (ce qui est prévu en 2005 dans plusieurs pays européens) et d'un marché de « certificats blancs » (certificats dits d'économies d'énergie, ce qui est également prévu en 2005) incitera les pouvoirs publics à opter pour un système de quotas décentralisés adossés à un marché de « certificats verts » pour la promotion des énergies renouvelables. Ce système de certificats verts, déjà expérimenté dans quelques pays européens, semble moins coûteux pour le consommateur ; il est plus flexible que le système des prix garantis et surtout il s'inscrit davantage dans la perspective libérale actuelle qui consiste, dans le secteur de l'énergie comme dans les autres industries de réseaux, à faire confiance aux mécanismes du marché pour atteindre l'optimum collectif. Des arbitrages entre les trois marchés de certificats (noirs, blancs, verts) seront d'ailleurs possibles et l'efficacité de la politique publique sortira renforcée si les interventions sur ces trois marchés sont correctement coordonnées.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

-CHARI (V.V.) et WEBER (R.J.) (1992) « How the U.S. Treasury should auction its debt » in Federal Bank of Minneapolis Quarterly Review , automn

-Commission de Régulation de l'Energie (CRE) (2004) Rapport d'activité, juin, Paris (cre.fr)

-D'ARTIGUES (A) (2004) « Le financement d'une électricité verte : le cas de la souscription volontaire des consommateurs », communication au colloque organisé par l' Ecole des Mines de Paris (OSE) et le CREDEN, Nice Sophia-Antipolis, 21 juin

-FARHAR (B.) (1999) « Willingness to pay for electricity from renewable resources : a review of utility market research » , National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP 550. 26148 , juillet

-FINON (D) et MÉNENTEAU (P) (2003) « La promotion de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables dans les marchés libéralisés : le besoin d'un nouveau cadre incitatif » in Revue de l'Energie , février

-HOLT (E), FOWLIE (M), INNIS (S) , MAYER (R) et WISER (R) (2001) « Understanding non residential demand for green power » , Consensus Report for National Wind Coordinating Committee, janvier (nationalwind.org)

-HUBER (R), HAAS (R), FABER (T) (2001) « Action plan for a Green European Electricity Market (ElGreen) » , Energy Economics Group, IPSEE, University of Technology, Vienne

- LANGNISS (O) et WISER (R) (2003) « The Renewable Portfolio Standard in Texas : an early assessment » , Lawrence Berkeley National Laboratory, in Energy Policy vol 31 n°6 p527-535

-LEDEIN (E) (2003) « Feed-in Tariffs versus certificats verts : une analyse économique comparative » , Ecole Polytechnique et Tractebel (Department of International Public Affairs), Bruxelles, juin

-MÉNENTEAU (P), FINON (D), et LAMY (M.L.) (2001) « Prix versus quantités : les politiques environnementales d'incitation au développement des énergies renouvelables » Cahiers de Recherche IEPE n°25

-MIRABEL (F), PERCEBOIS (J) et POUDOU (J.C.) (2001) « Le financement des missions de service public dans un marché déréglementé : le cas du développement de l'électricité verte » in Revue de l'Energie, n°529, septembre

-PERCEBOIS (J) (2002) « La définition des missions de service public » in Revue de l'Energie, n°534 février, p81-89

-TRUFFER (B) (1998) « Market demand for green power products » , The Greening of Industry Network Conference, Rome 15-18 novembre

-VOOGT (M), BOOTS (S), et MARTENS (J.W.) (2000) « Renewable electricity in a liberalized market ; the concept of green certificates » in Energy and Environment 11(1) p 65-79

-WEITZMAN (M.L.) (1974) « Prices versus Quantities » in The Review of Economic Studies vol 41, issue 4, p 477-491

Zones	Puissance en MW	%
Zone européenne	29 067	74 %
Zone nord-américaine	6 691	17%
Zone asiatique	3 014	7,7%
Reste du monde	522	1,3%
Total mondial	39 294*	100%

*le taux de croissance a été de 25,1% en 2003 (37,1% en Amérique du Nord et 23,1% en Europe)

TABLEAU I PUISSANCE ÉOLIENNE INSTALLÉE DANS LE MONDE (mai 2004)

Pays	Puissance installée en kW par 1000 habitants (ordre décroissant)
DANEMARK	586,8
ALLEMAGNE	178,1
ESPAGNE	162,7
PAYS-BAS	57,6
AUTRICHE	51,2
LUXEMBOURG	50,3
IRLANDE	50,1
SUÈDE	44,8
GRÈCE	37,1
PORTUGAL	30,1
ITALIE	15,7
GRANDE-BRETAGNE	10,9
FINLANDE	9,8
BELGIQUE	6,8
FRANCE	4,3

Chiffres ADEME

TABEAU II LES DISPARITÉS DE PUISSANCE ÉOLIENNE INSTALLÉE AU SEIN DE L'UNION EUROPÉENNE (début 2004)

LISTE DES CAHIERS DE RECHERCHE CREDEN*

95.01.01	<i>Eastern Europe Energy and Environment : the Cost-Reward Structure as an Analytical Framework in Policy Analysis</i> Corazón M. SIDDAYAO
96.01.02	<i>Insécurité des Approvisionnements Pétroliers, Effet Externe et Stockage Stratégique : l'Aspect International</i> Bernard SANCHEZ
96.02.03	<i>R&D et Innovations Technologiques au sein d'un Marché Monopolistique d'une Ressource Non Renouvelable</i> Jean-Christophe POUDOU
96.03.04	<i>Un Siècle d'Histoire Nucléaire de la France</i> Henri PIATIER
97.01.05	<i>Is the Netback Value of Gas Economically Efficient ?</i> Corazón M. SIDDAYAO
97.02.06	<i>Répartitions Modales Urbaines, Externalités et Instauration de Péages : le cas des Externalités de Congestion et des «Externalités Modales Croisées»</i> François MIRABEL
97.03.07	<i>Pricing Transmission in a Reformed Power Sector : Can U.S. Issues Be Generalized for Developing Countries</i> Corazón M. SIDDAYAO
97.04.08	<i>La Dérégulation de l'Industrie Electrique en Europe et aux Etats-Unis : un Processus de Décomposition-Recomposition</i> Jacques PERCEBOIS
97.05.09	<i>Externalité Informationnelle d'Exploration et Efficacité Informationnelle de l'Exploration Pétrolière</i> Evariste NYOUKI
97.06.10	<i>Concept et Mesure d'Equité Améliorée : Tentative d'Application à l'Option Tarifaire "Bleu-Blanc-Rouge" d'EDF</i> Jérôme BEZZINA
98.01.11	<i>Substitution entre Capital, Travail et Produits Energétiques : Tentative d'application dans un cadre international</i> Bachir EL MURR
98.02.12	<i>L'Interface entre Secteur Agricole et Secteur Pétrolier : Quelques Questions au Sujet des Biocarburants</i> Alain MATHIEU
98.03.13	<i>Les Effets de l'Intégration et de l'Unification Économique Européenne sur la Marge de Manœuvre de l'État Régulateur</i> Agnès d'ARTIGUES
99.09.14	<i>La Réglementation par Price Cap : le Cas du Transport de Gaz Naturel au Royaume Uni</i> Laurent DAVID
99.11.15	<i>L'Apport de la Théorie Économique aux Débats Énergétiques</i> Jacques PERCEBOIS
99.12.16	<i>Les biocombustibles : des énergies entre déclin et renouveau</i> Alain MATHIEU
00.05.17	<i>Structure du marché gazier américain, réglementation et tarification de l'accès des tiers au réseau</i> Laurent DAVID et François MIRABEL
00.09.18	<i>Corporate Realignment in the Natural Gas Industry : Does the North American Experience Foretell the Future for the European Union ?</i> Ian RUTLEDGE et Philip WRIGHT
00.10.19	<i>La décision d'investissement nucléaire : l'influence de la structure industrielle</i> Marie-Laure GUILLERMINET

* L'année de parution est signalée par les deux premiers chiffres du numéro du cahier.

01.01.20	<i>The industrialization of knowledge in life sciences Convergence between public research policies and industrial strategies</i> Jean Pierre MIGNOT et Christian PONCET
01.02.21	<i>Les enjeux du transport pour le gaz et l'électricité : la fixation des charges d'accès</i> Jacques PERCEBOIS et Laurent DAVID
01.06.22	<i>Les comportements de fraude fiscale : le face-à-face contribuables – Administration fiscale</i> Cécile BAZART
01.06.23	<i>La complexité du processus institutionnel de décision fiscale : causes et conséquences</i> Cécile BAZART
01.09.24	<i>Droits de l'homme et justice sociale. Une mise en perspective des apports de John Rawls et d'Amartya Sen</i> David KOLACINSKI
01.10.25	<i>Compétition technologique, rendements croissants et lock-in dans la production d'électricité d'origine solaire photovoltaïque</i> Pierre TAILLANT
02.01.26	<i>Harmonisation fiscale et politiques monétaires au sein d'une intégration économique</i> Bachir EL MURR
02.06.27	<i>De la connaissance académique à l'innovation industrielle dans les sciences du vivant : essai d'une typologie organisationnelle dans le processus d'industrialisation des connaissances</i> Christian PONCET
02.06.28	<i>Efforts d'innovations technologiques dans l'oligopole minier</i> Jean-Christophe POUDOU
02.06.29	<i>Why are technological spillovers spatially bounded ? A market orientated approach</i> Edmond BARANES et Jean-Philippe TROPEANO
02.07.30	<i>Will broadband lead to a more competitive access market ?</i> Edmond BARANES et Yves GASSOT
02.07.31	<i>De l'échange entre salaire et liberté chez Adam Smith au « salaire équitable » d'Akerlof</i> David KOLACINSKI
02.07.32	<i>Intégration du marché Nord-Américain de l'énergie</i> Alain LAPOINTE
02.07.33	<i>Funding for Universal Service Obligations in Electricity Sector : the case of green power development</i> Pascal FAVARD, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
02.09.34	<i>Démocratie, croissance et répartition des libertés entre riches et pauvres</i> David KOLACINSKI
02.09.35	<i>La décision d'investissement et son financement dans un environnement institutionnel en mutation : le cas d'un équipement électronucléaire</i> Marie-Laure GUILLERMINET
02.09.36	<i>Third Party Access pricing to the network, secondary capacity market and economic optimum : the case of natural gas</i> Laurent DAVID et Jacques PERCEBOIS
03.10.37	<i>Competition And Mergers In Networks With Call Externalities</i> Edmond BARANES et Laurent FLOCHEL
03.10.38	<i>Mining and Incentive Concession Contracts</i> Nguyen Mahn HUNG, Jean-Christophe POUDOU et Lionel THOMAS
03.11.39	<i>Une analyse économique de la structure verticale sur la chaîne gazière européenne</i> Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
03.11.40	<i>Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux : le cas du gaz et de l'électricité. Quelques enseignements au vu de l'expérience européenne</i> Jacques PERCEBOIS
03.11.41	<i>Mechanisms of Funding for Universal Service Obligations: the Electricity Case</i> François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
03.11.42	<i>Stockage et Concurrence dans le secteur gazier</i> Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU

03.11.43	<i>Cross Hedging and Liquidity: A Note</i> Benoît SEVI
04.01.44	<i>The Competitive Firm under both Input and Output Price Uncertainties with Futures Markets and Basis risk</i> Benoît SEVI
04.05.45	<i>Competition in health care markets and vertical restraints</i> Edmond BARANES et David BARDEY
04.06.46	<i>La Mise en Place d'un Marché de Permis d'Emission dans des Situations de Concurrence Imparfaite</i> Olivier ROUSSE
04.07.47	<i>Funding Universal Service Obligations with an Essential Facility: Charges vs. Taxes and subsidies</i> , Charles MADET, Michel ROLAND, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
04.07.48	<i>Stockage de gaz et modulation : une analyse stratégique</i> , Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
04.08.49	<i>Horizontal Mergers In Internet</i> Edmond BARANES et Thomas CORTADE
04.10.50	<i>La promotion des énergies renouvelables : Prix garantis ou marché de certificats verts ?</i> Jacques PERCEBOIS