

CREDEN

CAHIERS DE RECHERCHE

**CERTIFICATS NOIRS, VERTS ET BLANCS :
EFFETS CROISÉS ET IMPACTS POTENTIELS
DANS LES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ?**

Joseph DOUCET et Jacques PERCEBOIS

Cahier N° 07.03.69

jeudi 12 avril 2007

**Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie
CREDEN - Equipe du LASER**

Université de Montpellier I
Faculté des Sciences Economiques -C.S. 79606
34960 Montpellier Cedex 2, France
Tel. : 33 (0)4 67 15 83 30
Fax. : 33 (0)4 67 15 84 04
e-mail : jacques.percebois@univ-montp1.fr



**Certificats noirs, verts et blancs:
Effets croisés et impacts potentiels dans les marchés de l'électricité?¹**

Joseph Doucet
Jacques Percebois

CABREE et CREDEN

12 décembre 2006

Résumé

Cet article présente trois mécanismes destinés à réduire les impacts environnementaux négatifs liés à la production et à la consommation d'énergie : le mécanisme des certificats noirs (permis échangeables d'émissions de CO₂), celui des certificats verts (permis échangeables attestant de la production d'une certaine quantité d'électricité verte) et celui des certificats blancs (permis échangeables prouvant des efforts d'économies d'énergie dans le secteur résidentiel et tertiaire). On s'intéresse aux interactions réciproques entre ces trois marchés potentiels de certificats et on s'efforce de voir comment le régulateur doit gérer simultanément ces trois marchés, sachant que des stratégies opportunistes sont possibles de la part des divers opérateurs.

¹ Cet article a été préparé grâce à un appui financier du Conseil Français de l'Énergie (CFE).

1. Mise en situation - introduction

Les pouvoirs publics élaborent des politiques pour répondre à une panoplie d'objectifs. Pour les besoins du présent travail, nous identifions trois objectifs importants spécifiquement liés aux marchés énergétiques.

- Limiter les émissions de gaz à effet de serre (GES)
- Promouvoir les énergies renouvelables dans la production d'électricité
- Promouvoir les économies d'énergie

Ces objectifs ont de l'importance dans tous les marchés énergétiques, voire dans toutes les sociétés, mais plus particulièrement dans les marchés de l'électricité sur lesquels nous apportons une attention particulière dans ce travail.²

L'objectif de ce travail est de jeter un peu de lumière sur les impacts relatifs que pourraient avoir des programmes de certificats³ échangeables conçus pour contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, à la promotion des énergies renouvelables et à la promotion des économies d'énergie. Compte tenu du développement de ce type de programme, notamment avec le développement d'un système de certificats blancs pour la France, il devient important pour le régulateur de bien comprendre les effets croisés entre

² Bien sûr que d'autres objectifs se déduisent de ces trois priorités publiques : la diversification du portefeuille énergétique, la recherche d'une plus grande indépendance énergétique, la recherche de technologies nouvelles plus performantes, la réduction des pollutions locales et pas seulement globales, la promotion d'un développement durable, etc.

³ Nous utilisons le mot « certificat » sans perte de généralité, sachant que les mots « permis » « quotas » sont aussi utilisés dans ce contexte.

les différents systèmes pour anticiper les réactions des intervenants et pour bien structurer les programmes.

D'entrée de jeu, nous identifions trois tendances générales qui se dégagent des marchés énergétiques actuels et qui influent sur notre analyse des systèmes de certificats. Ces tendances se manifestent différemment selon les filières énergétiques (pétrole, gaz naturel, électricité, charbon, etc.) et selon le lieu, mais sont certainement présentes partout.

- Les structures de marché évoluent rapidement (globalisation, concurrence, modification de la régulation, développement des marchés financiers, etc.).
- Les préoccupations environnementales (locales, régionales et globales) constituent un élément de plus en plus important pour les décideurs à tous les niveaux (consommateurs, régulateurs, producteurs, etc.).
- Les préoccupations liées à la sécurité énergétique demeurent importantes.

Les acteurs économiques, peu importe la spécificité du marché dans lequel ils opèrent, font face à ces tendances. Les régulateurs et décideurs publics doivent aussi tenir compte de ces caractéristiques de marché dans l'élaboration et la mise en œuvre de politiques et de structures réglementaires.

Plusieurs moyens sont disponibles pour atteindre chacun des trois objectifs énoncés ci dessus: une tarification plus juste pour incorporer les externalités, une meilleure

information des acteurs sur les enjeux des choix à effectuer, la fixation de normes à respecter, le recours à la fiscalité ou aux aides financières, etc. Toutes ces mesures génèrent des coûts de transaction (coûts d'analyse, de mise en œuvre, de surveillance, de contrôle, etc.) et ont des taux de succès qui leur sont propres.

Les systèmes de certificats échangeables représentent une autre approche qui doit être vue comme un complément, et non un substitut, à l'éventail de solutions réglementaires. La raison d'être des certificats échangeables repose sur l'hétérogénéité des acteurs économiques (au niveau des coûts, des technologies, de la localisation, etc.). Cette hétérogénéité fait en sorte que les approches réglementaires traditionnelles, telles les normes technologiques, ne sont pas toujours efficaces collectivement dans la mesure où imposer des règles uniformes à tous les acteurs ne conduit pas nécessairement à une allocation optimale des ressources. Ceci est d'autant plus vrai que les marchés énergétiques évoluent beaucoup plus rapidement que dans le passé et que la globalisation influe sur le nombre et les caractéristiques des acteurs. Dans une perspective de minimisation de coûts, on peut donc envisager des « échanges » entre opérateurs, les plus performants vendant directement ou via un marché spot les obligations au-delà du seuil imposé par les pouvoirs publics. La notion d'échanges ou de flexibilité paraît donc toute naturelle dans un marché et dans une perspective d'incitations et d'efficacité dynamique.

Le processus d'ouverture à la concurrence, déjà acquis dans les marchés pétroliers, identifié comme une des tendances importantes dans les marchés de l'énergie, favorise l'émergence de nouveaux marchés associés à l'électricité et au gaz naturel : marché de

gros de l'électricité, marché secondaire de capacités réservées au niveau des réseaux de transport (gaz ou électricité), marché de capacités de production d'électricité rétrocédées, marché de « gas release ». Ces mécanismes de marché introduisent de la flexibilité et permettent une meilleure allocation des ressources. Il n'est donc pas surprenant que les décideurs publics aient recours à des mécanismes de marché pour réduire le coût de l'atteinte d'objectifs environnementaux.⁴ Il existe d'ores et déjà un marché de certificats d'émissions de CO₂ (certificats « noirs ») depuis le début de 2005 en Europe (et notamment en France). Un marché de « certificats verts » (certificats de production d'électricité renouvelable) existe dans plusieurs pays européens et pourrait se substituer à terme en France au mécanisme actuel de promotion de l'électricité verte via des prix de rachat garantis. Un marché de « certificats blancs » (certificats d'économies d'énergie) est actuellement en train de se mettre en place en France (et dans d'autres pays européens). De plus, il existe d'autres programmes de certificats, tels les programmes de SO₂ américain, qui connaissent du succès et contribuent au développement des connaissances.⁵

Le degré de maturité de ces trois marchés, noirs, verts et blancs, est différent, les règles de fonctionnement et les difficultés de mise en œuvre sont également différentes. Sur ces trois marchés les comportements, actuels ou potentiels, des opérateurs auront un impact non seulement sur l'atteinte des objectifs environnementaux mais aussi sur les marchés de l'électricité.

⁴ Voir Bontemps et Rotillon (1998). Par ailleurs, l'émergence de marchés plus concurrentiels (structure des marchés ainsi que l'étendu géographique) tend à favoriser le recourt aux systèmes d'échanges.

⁵ Voir Ackerman et Moomaw (1997) et Bohi et Burtraw (1997). Voir aussi Rouse (2005).

C'est à ces comportements et à leurs impacts sur les marchés, aux interactions entre marchés, que la présente étude propose de s'attacher, ainsi qu'aux réponses et incitations que le régulateur peut apporter s'il recherche l'intérêt collectif perçu comme une combinaison pondérée des objectifs mentionnés ci-dessus. La régulation sur l'un des marchés conditionne-t-elle la régulation sur les autres marchés? Certaines incitations sont-elles efficaces sur les trois marchés simultanément?

Ce travail a comme objectif de présenter les aspects clés des trois marchés, de situer les enjeux au niveau des interactions entre les trois types de marchés et d'ouvrir des pistes de réflexions sur leurs impacts sur les marchés de l'électricité. Il s'agit d'une première ébauche permettant d'identifier les interactions principales et de nourrir des analyses de la réglementation et des politiques publiques.

La prochaine section présente les programmes de certificats échangeables. La section 3 analyse plus spécifiquement les interactions entre les trois marchés.

2. Programmes de certificats échangeables

Les programmes de certificats échangeables sont aujourd'hui bien connus et acceptés comme instrument de lutte contre la pollution.⁶ La logique de ces programmes repose sur l'hétérogénéité des coûts des acteurs, et donc fait appel à la notion de gains d'échange.⁷

⁶ L'activité dans ce domaine est suffisamment importante qu'il existe même une association internationale qui a comme objectif de promouvoir le développement de systèmes de certificat échangeables dans le domaine des GES. Voir le site web du International Emissions Trading Association (IETA) au <http://www.ieta.org/ieta/www/pages/index.php?IdSitePage=911>

⁷ Pour une introduction aux programmes d'échange voir Tietenberg (1980).

Le programme le plus célèbre à ce jour est le programme de SO₂ aux États-Unis. Il a été estimé que ce programme a réduit les coûts d'atteinte de l'objectif environnemental (une réduction des émissions de SO₂ de 50% sur longue période) de l'ordre de \$US vingt milliards, soit 57% des coûts anticipés.⁸ Si les programmes d'échange permettent une réduction du coût social, il est important de comprendre qu'ils n'ont pas d'impact, a priori, sur l'objectif environnemental. Ces programmes représentent un outil ou une approche pour allouer les efforts de réduction d'émissions, et non une façon de déterminer le niveau optimal de réduction.

Par ailleurs, les programmes d'échange, comme tout programme de réglementation ou de politique publique, doivent être bien conçus et mis en œuvre pour atteindre les objectifs visés. Il serait trompeur de croire que ces programmes offrent des solutions « faciles » aux problèmes environnementaux. Au contraire, ils exigent une attention et analyse très poussée pour en assurer le succès.

Pour commencer à saisir la complexité des programmes d'échange il suffit de décrire les principaux éléments d'un programme.⁹

- L'externalité ou la défaillance de marché qui donne lieu au besoin de réglementation : Les systèmes d'échange sont conçus pour répondre à un besoin donné et leur utilité relative dépend de la nature du problème à régler (émissions de gaz à effet de serre, émissions de polluants locaux, etc.).

⁸ Pour une analyse de ce programme voir Ellerman, Joskow et al (1997). Notons que les estimations ex ante de coûts de réductions des émissions sont très difficiles à faire.

⁹ Voir Rouse (2005).

- L'objectif réglementaire : Normalement l'objectif est en lien direct avec l'externalité ou la défaillance de marché. Il peut s'agir d'un objectif spécifique à l'externalité, comme la réduction des émissions d'un polluant local, ou bien d'un objectif qui rejoint l'externalité indirectement, comme la promotion des sources d'électricité renouvelable, qui elles génèrent moins d'émissions locales.
- L'objectif quantitatif du système : Il s'agit de la spécification de l'objectif réglementaire, telle la production de Y MWh d'électricité à partir de technologies renouvelables, ou bien une réduction de Z tonnes d'émissions d'un certain type.
- La définition d'un certificat : Les certificats sont les instruments d'échange et doivent être clairement définis par rapport aux objectifs du système (unités d'énergie, d'émission, etc.). Dans ce sens les « éligibles », c'est-à-dire les acteurs ayant le droit de « créer » des certificats de par leurs actions, le cas échéant, doivent être définis.
- Les obligations vis-à-vis des certificats : Les « obligés », c'est-à-dire les acteurs ayant des obligations de performance et de détention de certificats doivent être définis. Cette définition des obligés inclut la détermination des règles d'allocation initiale de certificats, le cas échéant et les sanctions imposées aux obligés qui ne respectent pas leurs obligations de performance.
- Les règles d'échange : Les dispositifs et règles d'échange (institutions, vérification, contrôle, etc.) et de gestion des certificats (comme le « banking ») doivent être déterminés. Cet aspect inclut la structure de responsabilité administrative, de règlement des différends commerciaux, etc.

Dans la suite nous introduisons les trois types de programmes de certificats, soit les certificats noirs, les certificats verts et les certificats blancs. L'ordre de présentation est en fonction du niveau de développement de chacun de ces marchés. Notons qu'il ne s'agit pas d'une description complète de tous les détails de ces systèmes. Notre intérêt est plutôt de focaliser l'attention sur l'interaction entre les systèmes. Nous nous intéressons donc davantage aux comportements qui sont incités ou encouragés chez les participants par ces systèmes.

2.1 Certificats noirs

Les certificats « noirs » visent des réductions d'émissions de GES dans la perspective du problème des changements climatiques, un problème de nature globale. Il n'est donc pas surprenant que ce soit aujourd'hui le système de certificats qui soit le plus connu chez le grand public, compte tenu de la médiatisation des discussions sur le Protocole de Kyoto et les mécanismes de flexibilité pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). En effet, le recours à des certificats échangeables est un des trois mécanismes de flexibilité identifiés explicitement dans le Protocole de Kyoto (les deux autres étant le mécanisme de développement propre et la mise en œuvre conjointe).¹⁰

L'externalité en question est le réchauffement climatique lié aux émissions de GES. L'objectif réglementaire est donc de réduire les émissions nettes de GES (soit réduire les émissions, soit accroître les puits de carbone). Le Protocole de Kyoto est l'instrument international qui a déterminé les obligations de réduction d'émissions d'un certain nombre de pays.

¹⁰ Voir le texte du Protocole de Kyoto: http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php .

Même si les programmes de certificats échangeables pour les GES ne sont pas nombreux à l'échelle planétaire, des analyses de programmes ont été réalisées dans plusieurs pays suite à la signature du Protocole de Kyoto en 1997. Une particularité de ces marchés existants ou étudiés, par rapport aux autres systèmes de certificats, est qu'il s'agit de systèmes nationaux (ou multinationaux) étudiés ou créés pour répondre à une contrainte internationale (Kyoto). Puisque différents pays étudient ou adoptent des approches et politiques très différentes vis-à-vis des émissions de GES, les marchés de certificats diffèrent, ne serait-ce que le caractère obligatoire ou non des obligations. Ceci donne comme résultat dans les marchés existants que les prix de certificats sont très différents, ce qui est une différence marquée avec d'autres marchés, tels les marchés physiques pour l'énergie, où les biens peuvent être échangés sur tous les marchés et où il en résulte un rapprochement des marchés (par exemple une convergence au niveau des prix).

Le programme de certificats noirs le plus développé actuellement est celui de la Communauté européenne. En Europe une directive du Parlement européen (Directive du 13 octobre 2003) a créé un système de certificats échangeables qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2005.¹¹ Les éléments les plus importants du système européen sont les suivants.

- Les obligations en terme de réduction des GES pour les pays de la CE, un objectif de 8% de réduction des émissions, a été fixé par le Protocole de Kyoto. La CE a réallouer les obligations entre les pays membres.

¹¹ Voir <http://europa.eu.int/scadplus/leg/fr/lvb/l28012.htm> .

Le système s'applique uniquement aux émissions de CO₂ ce qui limite la définition des certificats, ainsi que les actions éligibles. Chaque état membre élabore une politique nationale d'allocation de certificats (PNAQ).¹² Environ 12 000 sites industriels sont couverts au niveau de la Communauté Européenne. Les secteurs obligatoirement couverts par le programme sont « le secteur de l'énergie, la production et transformation des métaux ferreux, l'industrie minérale et la fabrication de pâte à papier, de papier et de carton. » Les Etats peuvent, selon leur volonté, inclure d'autres secteurs dans leur allocation de certificats à partir de 2008. La grande majorité des certificats (au moins 95% pour la période 2005-2007, et au moins 90% pour la période 2008-2012) doivent être distribués gratuitement. Les crédits créés par les mécanismes de mise en œuvre conjointe (MOC) et de développement propre (MDP) (les deux autres mécanismes de flexibilité du Protocole de Kyoto) sont reconnus comme équivalents aux certificats, et peuvent donc se substituer aux certificats reçus ou achetés par les entreprises

- Une entreprise n'ayant pas un nombre de certificats supérieur ou égal à ses émissions est soumise à une amende (40 euros par tonne de CO₂, pour la période 2005-2007, et 100 euros par tonne de CO₂ pour la période 2008-2012). De plus, l'amende n'est pas libératoire, c'est-à-dire que l'entreprise doit tout de même réduire ses émissions (ou acheter des certificats) pour la différence correspondant à la quantité sur laquelle l'amende a été imposée.
- Le système d'échange est un système « cap and trade » et les quotas peuvent circuler librement (c'est-à-dire être échangés) partout dans la Communauté européenne. Il n'y a pas de restriction sur les mécanismes d'échange (bourse ou

¹² Le plan d'allocation au Royaume-Uni est expliqué très clairement dans le document <http://www.defra.gov.uk/environment/climatechange/trading/eu/nap/pdf/0505nap.pdf>.

OTC). Par contre chaque État est responsable de la vérification et de la gestion de son allocation nationale.

Ce programme est un bel exemple d'un système international qui permet aux pays participants d'intégrer des conditions locales (dans les décisions d'allocations de certificats, etc). En principe les échanges permettront d'atteindre les objectifs européens à des coûts moins élevés que cela n'aurait été le cas sans échanges.

Les résultats de la première année de fonctionnement (2005) ont été annoncés au mois de mai 2006.¹³ Ces résultats font part de la conformité des installations et des pays avec les plans d'allocation et les contraintes de certificats. Bien que les systèmes de comptabilité des certificats pour quelques pays ne sont toujours pas au point, somme toute le système semble bien fonctionner. En effet, 99% des installations identifiées sont en conformité, c'est-à-dire que leurs émissions sont inférieures ou égales au nombre de certificats détenus. La chute des prix de la tonne de CO₂ fin 2006 ne remet pas en question le mécanisme. Elle montre simplement que l'attribution initiale des certificats a été un peu laxiste dans un contexte où les conditions climatiques étaient plutôt clémentes.

L'échange de certificats européens peut se faire via des bourses privées, la plus importante étant la *European Climate Exchange*.¹⁴ Les avantages d'un marché, que ce soit au niveau de l'information ou des incitations qui sont créées, sont bien visibles sur cette bourse où les prix évoluent en fonction de l'information disponible sur les marchés

¹³ Voir http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/citl_pr.pdf.

¹⁴ Voir http://www.europeanclimateexchange.com/index_flash.php.

(offre et demande de certificats, annonces de politiques gouvernementales, évolution des secteurs affectés, etc.). Par exemple, il existe aujourd'hui un grand nombre d'entreprises qui œuvrent dans des marchés connexes, offrant des services d'expert-conseil, d'information, etc.¹⁵

Une des caractéristiques intéressantes du système de l'Union Européenne est qu'il permet aux pays membres de s'adapter au système européen en tenant compte de leur spécificité locale. Ceci est évidemment le cas pour les décisions d'allocation de certificats. C'est aussi le cas au Royaume-Uni où un système de certificats a été mis en place en 2002, avant la création du système européen.¹⁶ Ce système a été créé pour permettre aux entreprises au Royaume-Uni de s'initier aux systèmes d'échange et pour encourager les réductions d'émissions. De plus, il s'agit d'un système à base volontaire, et non obligatoire.¹⁷ Le système au Royaume-Uni prendra fin à la fin 2006 et à ce moment les entreprises affectées échangeront uniquement sur le marché européen. Le système au Royaume-Uni est un peu plus général que le système européen, puisqu'il couvre les six GES, pas uniquement le CO₂, qu'il est volontaire, pas obligatoire comme le système européen, et qu'il couvre l'ensemble de l'économie, pas seulement les quelques secteurs identifiés par l'UE. L'Union Européenne a élaboré des règles de transition vers le système européen pour les entreprises britanniques.

¹⁵ Voir, par exemple, <http://www.pointcarbon.com/>.

¹⁶ Voir la loi au site <http://www.opsi.gov.uk/si/si2005/20050925.htm>. Voir le site du système au <http://www.defra.gov.uk/environment/climatechange/trading/eu/index.htm>.

¹⁷ Mais il est à noter que le gouvernement a introduit des incitations financières à la participation.

En examinant le système au Royaume-Uni on remarque qu'il ne permet pas le double comptage de réductions d'émissions à partir de la production d'électricité par les énergies renouvelables, lorsque cette dernière est utilisée pour atteindre les objectifs des producteurs au niveau des énergies renouvelables. Il s'agit d'un effort pour assurer l'additionalité des réductions d'émissions comptabilisées.¹⁸

La vente aux enchères des droits de participation au système d'échange a permis de révéler une disponibilité à payer de £53,37 par tonne de CO₂. Ceci indique donc un plafond, ou une limite supérieure sur l'estimation des participants sur le coût de réduction des émissions. Un peu plus de quatre millions de tonnes de certificats ont ainsi été vendus, donnant droit aux utilisateurs de demander, à la fin du programme, un remboursement de leurs coûts (système d'incitation à la participation).

Il n'y a pas de programme obligatoire d'échange de GES aux États-Unis. Par contre, il existe une activité d'échange, notamment sur les marchés privés. Aux États-Unis il existe une bourse importante, le *Chicago Climate Exchange*¹⁹ Cette bourse est intéressante dans la mesure où il s'agit d'un marché qui supporte des échanges de certificats sans qu'il n'y ait de contraintes ni d'obligations de réductions, ce qui est très différent de la bourse européenne. Il n'est donc pas surprenant que les prix des certificats diffèrent considérablement sur les deux marchés.²⁰

¹⁸ Voir <http://www.defra.gov.uk/environment/climatechange/trading/uk/faq.htm#Q1> .

¹⁹ Voir <http://www.chicagoclimatex.com/> .

²⁰ A titre d'exemple, au 31 mai 2006 le prix d'un certificat pour une tonne de CO₂ (2006) était de 16,75 euros en Europe, alors qu'une tonne se négociait 3,85 \$ à Chicago, soit environ 2,99 euros (au taux de change de 1\$ = 0,777 euros). Il s'agit d'un rapport de 5,1 à 1. Il n'y a pas d'arbitrage possible entre ces deux marchés, d'où la différence de prix persistante.

Par ailleurs, l'expérience des programmes américains de SO₂ et de NO_x apporte beaucoup de leçons aux chercheurs et aux analystes.²¹ En effet, les États-Unis sont probablement les leaders au niveau mondial sur l'introduction des systèmes de certificats échangeables. Toujours est-il qu'il est peu probable qu'il y ait, dans l'avenir immédiat, le développement d'un programme national d'échange de certificats pour les GES aux États-Unis.

Pour l'instant, aucun autre système national de certificats échangeables n'existe à une échelle importante au niveau mondial. Des projets de certificats échangeables ont été étudiés ailleurs, comme en Australie et au Canada. Par ailleurs, les gouvernements de ces deux pays ont pour le moment renoncé à atteindre les objectifs de Kyoto et n'ont aucun projet de marché ou de système d'échange.

Au niveau mondial, un rapport récent évalue la valeur de certificats échangés à plus de neuf milliards d'euros en 2005.²² Presque 80% de ce montant s'est échangé en Europe, suite à l'ouverture du marché européen de certificats.

Suite à ce survol rapide nous proposons une série de questions liées aux marchés de certificats noirs.

²¹ Voir, entre autres, <http://pubs.wri.org/emissionstrading-pub-3954.html>, http://web.mit.edu/globalchange/www/MITJPSPGC_Rpt97.pdf et <http://www.rff.org/Documents/RFF-DP-98-40.pdf>.

²² Voir http://www.pointcarbon.com/wimages/Carbon_2006_final_print.pdf.

- Quel impact a le fait de limiter l'attribution de certificats au seul CO₂ au lieu d'opter pour un système prenant en compte les six émissions retenues par le Protocole de Kyoto?
- Quel impact a le choix des secteurs industriels retenus?
- L'harmonisation des certificats à travers plusieurs juridictions (pour faciliter les échanges) sera-t-elle réalisée? En effet, puisqu'il s'agit d'une externalité globale il y a tout intérêt à optimiser les décisions d'investissement globalement. Ceci ne peut-être le cas s'il n'y a pas échanges internationaux.
- A l'intérieur des pays participants aux échanges y a-t-il harmonisation des objectifs et règles pour les certificats noirs avec les autres systèmes (verts et blancs) pour viser un objectif global? Dans ce sens on peut penser aux restrictions sur le double comptage, mais aussi aux les objectifs même des programmes.

2.2 Certificats verts

Les certificats « verts » visent à promouvoir la production d'électricité à partir de sources renouvelables. L'intérêt d'une plus grande utilisation des énergies renouvelables, ou vertes, s'est développé au courant des années 1970 alors que les gouvernements et régulateurs à travers le monde se sont penchés sur les impacts des émissions liées à la production thermique. L'intérêt à l'époque était surtout centré sur les émissions ayant des impacts locaux et régionaux. Aujourd'hui les programmes pour promouvoir la production d'électricité renouvelable répondent surtout à des préoccupations locales, quoiqu'il est reconnu que l'utilisation d'énergies renouvelables peut aussi répondre à des objectifs autres tels que la réduction des émissions de GES ou la sécurité énergétique, etc.

La production d'électricité fait appel à une variété de technologies, chacune avec sa spécificité en terme de coûts, caractéristiques techniques, pollution, etc. Pour tenter de réduire les émissions et impacts locaux les gouvernements et régulateurs ont employé plusieurs approches : nouveaux standards d'émission (technologies, etc), réduction de la demande (gestion axée sur la demande) et des politiques visant à encourager le développement de sources d'énergie renouvelable. Il y évidemment une panoplie d'approches possible pour favoriser ou encourager les investissements en sources de production d'énergie renouvelable, et l'utilisation de ces sources. Les approches peuvent être caractérisées par leur priorité donnée à la maîtrise des quantités ou à celle des prix, dans lignée des travaux de Weitzman (1974).

Les approches axées sur la quantité imposent une obligation pour un producteur (ou fournisseur) de construire une certaine capacité de production renouvelable, ou de produire (ou acheter) une certaine quantité d'électricité à partir de sources renouvelables. Les certificats verts font partie de ces approches qui ont comme objectif d'encourager ou d'inciter l'investissement en capacité et la production à partir de filières de production renouvelables. Ce sont donc des approches axées sur l'offre, par le biais de contraintes sur la quantité.

Reconnaissant que les bénéfices liés à la production d'électricité renouvelable ne sont pas limités au lieu de production (et donc que les sources de production d'énergie renouvelable peuvent être localisées sur un vaste territoire), et que les coûts associés à la

mise en œuvre d'énergie renouvelable peuvent varier énormément en fonction de l'entreprise ou de la localisation, il n'y a pas d'intérêt (économique) à imposer une obligation de capacité ou d'énergie renouvelable à un producteur donné ou à un endroit donné. Les certificats échangeables imposent plutôt une obligation globale à un groupe de producteurs ou à une région. A l'intérieur de cet ensemble les producteurs individuels peuvent soit produire avec une source renouvelable, ou bien combler leur « obligation » avec l'achat d'un certificat.²³ Normalement les échanges entre juridictions ne sont pas permis compte tenu des impacts locaux de la production renouvelable et des objectifs en terme d'impacts locaux. Le caractère « local » de certains effets constitue donc un obstacle à la création d'un vaste marché.

Dans une approche simplifiée, une autorité de régulation détermine un objectif de production verte, normalement en énergie (MWh), un volume d'électricité. Le niveau peut être fixé globalement ou bien comme un pourcentage de la production ou de la vente. Toute installation produisant à partir de technologies vertes reçoit donc un nombre de certificats correspondant à sa production verte totale par période. Dans la plupart des cas un certificat équivaut à une production d'un MWh. Les fournisseurs d'énergie sont quant à eux soumis à une obligation sur leurs ventes d'électricité, c'est-à-dire qu'un certain pourcentage de leurs ventes doit être lié à la production verte, soit de façon physique soit par le biais de certificats qu'ils détiennent. Cette obligation est ce qui donne de la valeur aux certificats, et « crée » la demande pour les certificats.

²³ L'expression « renewable energy certificate (REC) » est la plus utilisée pour représenter ce type de certificat.

Il existe plusieurs programmes de certificats verts à travers le monde. A la différence des certificats noirs, les programmes de certificats verts sont le résultat de réglementations locales et sont donc particuliers à une juridiction.

L'Australie a créé un système de certificats verts en 2000 avec le vote de la *Renewable Energy (Electricity) Act 2000*. L'objectif global du système est d'encourager l'ajout de 9,5 TWh d'électricité renouvelable par an d'ici 2010.²⁴ L'obligation de performance est fixée chez les acheteurs d'électricité sur le marché du gros (acheteurs industriels, distributeurs). L'obligation pour les certificats verts est proportionnelle à la consommation électrique. Pour 2005 les acheteurs avaient une obligation de 1,64% de leurs achats. Ainsi, une entité qui achetait 10 000 MWh devait avoir en main 164 certificats. Une pénalité libératoire de A\$40/MWh est appliquée aux entités qui ne respectent pas leur contrainte.²⁵ Cette pénalité peut toutefois être remboursée s'il y a correction dans les trois années suivant l'application de la pénalité. La création et la gestion des certificats verts sont assurées par la « Office of the Renewable Energy Regulator ». ²⁶ Cette agence s'occupe de l'homologation des installations de production et de la vérification du respect des contraintes sur les certificats. La réglementation australienne a abouti à des développements et investissements relativement divers, incluant environ 20% de la production à partir du chauffage solaire de l'eau dans les utilisations résidentielles. Ces certificats représentent un pourcentage encore plus

²⁴ L'objectif est progressif, passant de 0,3 TWh en 2001 à 9,5 TWh en 2010. Les contraintes annuelles sont actives, c'est-à-dire qu'il doit y avoir respect des contraintes à chaque année. Le programme a récemment été étendu jusqu'en 2020, mais avec le même objectif de 9,5 TWh. En 2003-04 la production totale d'électricité était d'environ 240 TWh.

²⁵ Au mois de mai 2006 le prix des certificats se situait autour de A\$25. Il n'y avait ainsi aucun intérêt à payer la pénalité.

²⁶ Voir <http://www.orer.gov.au/publications/certificates.html> .

important des échanges sur le marché de certificats, puisque les usagers résidentiels n'ont pas d'obligation de détenir des certificats, et doivent forcément les vendre pour récupérer la valeur de leur action. Notons qu'il existe des programmes d'incitations financières pour l'installation de ces systèmes de chauffage solaire résidentiels, ce qui vient s'ajouter à l'intérêt des certificats verts, et donc ce qui amplifie l'impact des obligations vertes.

Des programmes de certificats verts existent dans quelques pays européens, notamment en Suède et en Italie. En Suède les certificats existent depuis 2003 et l'objectif est d'atteindre 16,9% d'énergie renouvelable d'ici 2010. En Italie le système existe depuis 1999 et requiert que 2% de la production soit renouvelable.²⁷

Aux États-Unis, neuf Etats ont introduit des programmes de certificats verts ou programmes qui encouragent la production verte, dont trois Etats (Connecticut, New Jersey et Nouveau Mexique) qui ont introduit des obligations de production renouvelables accompagnées de marchés de certificats verts.²⁸ Par ailleurs, l'activité entourant les certificats verts aux États-Unis est sans doute plus importante que le nombre d'Etats où il y a des obligations, compte tenu de l'importance croissante d'actions et d'initiatives volontaires et l'engouement du public américain pour l'énergie renouvelable. Aux États-Unis on trouve un grand nombre de producteurs, d'intermédiaires et de courtiers.²⁹ Le gouvernement fédéral encourage directement la production verte par le biais d'un instrument fiscal (« production tax credit ») et indirectement, entre autres, par

²⁷ Pour les autres pays européens voir <http://www.renewable-energy-policy.info/relec/> .

²⁸ Voir http://www.eere.energy.gov/greenpower/markets/state_policies.shtml .

²⁹ Voir <http://www.eere.energy.gov/greenpower/markets/certificates.shtml?page=2> .

le biais de l'information.³⁰ Dans ce sens, le marché des certificats verts aux États-Unis présente une forte similarité avec le marché des certificats noirs. Bien qu'il n'y ait pas de réglementation ni contraintes fédérales, il y a énormément d'activités et d'initiatives d'Etats qui sont en cours actuellement.

Compte tenu de l'intérêt croissant pour les certificats verts, notamment en Europe, il n'est pas surprenant de voir se développer une industrie d'expert-conseil, de vérification, etc. Renewable Energy Certificate System (RECS) International est une association à but non-lucratif qui encadre la vérification de certificats verts en Europe.³¹ Il est évident qu'une homologation internationale permet plus d'échanges entre pays, et contribue donc au développement du marché, et par le fait même au développement des sources d'énergie renouvelable.

Au terme de ce survol rapide nous retenons une série de questions liées aux marchés de certificats verts.

- Est-ce que les objectifs d'énergie renouvelables doivent être fixés indépendamment des objectifs de réduction d'émissions de GES? Doit-on interdire tout double-comptage?
- Y a-t-il un avantage à l'harmonisation des certificats à travers plusieurs juridictions (pour faciliter les échanges ou non)? On pourrait penser aux effets d'échelle dus à la standardisation, etc.

³⁰ Voir <http://www.epa.gov/grnpower/index.htm> .

³¹ Voir <http://www.recs.org/home.asp> .

- Quelles ressources doivent être incluses dans les énergies renouvelables? La question se pose surtout pour l'hydro-électricité (taille et impact des ouvrages), mais aussi pour la micro-production par les particuliers (par exemple l'auto production avec les installations solaires résidentielles).
- Comment doit-on tenir compte de l'évolution de la structure industrielle dans les marchés d'électricité? Plus spécifiquement, de quelle façon est-ce que les contraintes ou paramètres d'un système de certificats verts doivent-êre utilisés pour encourager la concurrence? Veut-on introduire plus de joueurs dans le marché de la production, ou bien simplement élargir le portefeuille de production sans égard à la structure de l'industrie?
- Quels sont les impacts des programmes sur les prix de l'électricité et sur l'accroissement de la production d'énergie renouvelable?

2.3 Certificats blancs

L'objectif de ce mécanisme est de réaliser des économies d'énergie dans le secteur résidentiel et tertiaire c'est-à-dire dans un domaine où le potentiel d'économies est diffus. La raison d'être des certificats blancs est donc relativement différente du cas des certificats noirs et verts. Dans le cas des certificats blancs il s'agit d'un instrument qui a pour but de corriger une défaillance de marché (insuffisance au niveau de la « production » d'économies de l'énergie) alors que dans les autres cas il s'agit de corriger une externalité négative (émissions). Dans le secteur résidentiel et tertiaire les obstacles aux économies d'énergie tiennent à plusieurs facteurs : la faible capacité d'investissement du consommateur final, la petite taille des projets d'efficacité énergétique, le manque

d'information du consommateur sur le potentiel à réaliser et les mécanismes disponibles, les comportements de « free riding » (un locataire ne veut pas investir dans des économies qui profiteraient à son propriétaire et la réciproque est vraie).

Ce mécanisme, les certificats blancs, ne se substitue pas aux autres outils d'intervention (taxes, subventions, normes), il les renforce en incitant les opérateurs à faire des efforts individuellement modestes mais collectivement profitables. Dans son Livre Vert sur l'efficacité énergétique (2005) la Commission européenne précise que l'Union pourrait économiser au moins 20% de sa consommation d'énergie actuelle avec des mesures rentables à court terme.

Les « éligibles », c'est-à-dire ceux qui peuvent obtenir des certificats en contrepartie de leur effort d'économies, sont en général des personnes morales mais on peut autoriser le regroupement de personnes physiques en associations ; le système prévoit en général un seuil minimal d'éligibilité (c'est 3 millions de kWh d'énergie finale en France).³² Les « obligés » sont généralement éligibles mais l'avantage d'ouvrir le système à des « non obligés » (distributeurs d'électroménager, collectivités locales, grandes surfaces, etc) c'est qu'on accroît fortement le potentiel d'économies en incitant les « obligés » à s'associer avec des « non obligés » (clients ou fournisseurs d'équipements). Accroître le nombre d'acteurs permet en outre de créer un marché plus liquide d'échange de certificats. Le seuil minimal s'explique par le souci d'éviter de retenir des actions

³² On note ici une différence importante avec certains programmes de certificats verts où les consommateurs résidentiels sont éligibles. Dans le cas de l'Australie, par exemple, l'auto-production d'électricité avec un système solaire donne lieu à des certificats verts pour l'individu.

marginales de faible importance unitaire car les coûts de transaction seraient alors prohibitifs au regard des avantages attendus.

Le principe est alors de mobiliser les fournisseurs et distributeurs d'énergie en leur imposant une obligation d'économies d'énergie chez le consommateur final ; pour chaque opération retenue et validée (cette question de validation suggère qu'il pourrait y avoir beaucoup de recherche de rente dans le cas de certificats blancs) ces distributeurs et fournisseurs reçoivent un certificat qu'ils peuvent échanger entre eux. A la fin de la période ils doivent remettre aux autorités publiques la quantité de certificats correspondant à leur obligation, que ces certificats aient été obtenus directement par leur action ou qu'ils aient été achetés à d'autres opérateurs. En cas de non respect de cette obligation ils paient une amende fixée à 2 centimes d'euro le kWh. Ce système doit permettre de réaliser une allocation optimale des efforts car ce sont les économies les plus rentables qui devraient être réalisées en priorité et donner lieu à échange éventuel.

Les « obligés » c'est – à –dire les distributeurs ou fournisseurs d'énergie peuvent réaliser leurs obligations de quatre façons :

- Réaliser eux-mêmes des mesures d'économies d'énergie donnant droit à certificats blancs via des actions chez leurs clients
- S'associer à une autre entreprise pour obtenir des certificats, en particulier une entreprise spécialisée dans l'efficacité énergétique (les ESCO, « Energy Services Companies »)

- Acheter des certificats blancs sur le marché soit de gré à gré (système dit « Over The Counter » (OTC)) soit via la bourse (une chambre de compensation est alors prévue)
- Payer la pénalité libératoire de 2 centimes d'euros par kWh non économisé.

On note que toutes les économies d'énergie doivent se réaliser au niveau de la consommation finale résidentielle ou tertiaire, alors que les obligés sont des distributeurs ou fournisseurs d'énergie.

Pour simplifier la mise en place de ce système l'administration va proposer une liste de programmes types. Les gains sont déterminés de façon forfaitaire ex ante (calcul sur une certaine période avec actualisation à 6%). Dans ce sens, les certificats blancs correspondent à des anticipations ou prévisions d'économies d'énergie, plutôt qu'à des résultats vérifiés, comme c'est le cas pour les certificats noirs et verts.

A noter que les objectifs sont exprimés en termes de résultats et non pas de dépenses affectées aux actions d'économies d'énergie. Mais les problèmes posés par la mesure des économies réalisées sont plus importants qu'avec le système des certificats verts ou celui des certificats noirs. La mesure d'actions individuelles d'économies comme l'isolation de bâtiments, la pose de doubles vitrages, le changement de chaudières ou l'installation de lampes basse consommation d'énergie ne peut pas se faire via l'installation de « compteurs d'économies » ; il faut procéder par évaluation indirecte en comparant la situation réelle observée à une situation hypothétique qui est le scénario de référence où

aucun effort particulier d'économie n'aurait été entrepris. On procédera donc de façon « forfaitaire » mais les projets éligibles devront généralement répondre à un certain nombre de critères :

- les économies doivent être facilement identifiables ex ante de façon standardisée (la vérification ex post étant trop complexe);
- les projets doivent être reproductibles;
- les « effets d'aubaine » doivent être minimisés.

Toujours est-il que l'évaluation ex-ante de l'efficacité d'un projet soulève des problèmes quant à la réalisation des économies, et aux incitations des acteurs.³³

L'une des grandes questions est celle de « l'additionnalité » des actions : le législateur veut en effet éviter les effets d'aubaine c'est-à-dire éviter de donner des certificats pour des économies qui sont déjà faites ou qui auraient été faites en l'absence de toute incitation. Il faut en outre régler de nombreuses questions concernant les « frontières » des actions éligibles. A titre d'exemple les actions visant à substituer une source d'énergie fossile plus « efficace » à une autre source fossile ne sont généralement pas éligibles et cela peut se discuter; en revanche les actions visant à substituer une source d'énergie renouvelable à une source fossile seront éligibles.

Une autre question importante concerne l'organisation des échanges entre opérateurs (entre obligés, entre obligés et éligibles non obligés). Sur un marché de certificats blancs quatre types de transactions sont possibles (cf Langniss et Praetorius (2004)) :

³³ A cet effet, voir, par exemple, Joskow et Maron (1992).

- Des échanges entre les promoteurs de projets d'économies d'énergie et les consommateurs ; si les certificats reviennent au fournisseur d'énergie qui intervient en tant qu'investisseur aucune transaction n'est nécessaire. En revanche si le consommateur est partie prenante au niveau de l'investissement il faut organiser l'échange entre les deux parties ; Ceci soulève la question de la cohérence entre la définition des éligibles et celle des obligés.
- Des échanges entre opérateurs obligés ; ces échanges auront lieu si les coûts marginaux d'économies sont différents selon les opérateurs, les plus performants vendant des certificats aux autres ; certains obligés achèteront des certificats si le prix de ces certificats est plus faible que le coût des projets qu'ils pourraient réaliser eux-mêmes et ils le feront tant que le prix du certificat restera inférieur à la pénalité (dans la limite bien sûr de leurs obligations d'économies) ;
- Des échanges entre obligés et non obligés : pour les non obligés cet échange procure un revenu et il peut s'avérer profitable
- Des échanges entre opérateurs et un broker ; certains intermédiaires peuvent acheter pour revendre comme sur n'importe quel marché et profiter ainsi d'opportunités d'arbitrage.

En pratique il existe deux modes principaux d'échanges :

- Un échange OTC (« Over The Counter ») c'est-à-dire un échange bilatéral de gré à gré ; chaque partie prend alors un risque, celui de la contrepartie.

- Un échange via une bourse ce qui signifie que le marché est l'acheteur de tous les vendeurs et le vendeur de tous les acheteurs ; la chambre de compensation sert d'intermédiaire ce qui fait disparaître le risque de contrepartie.

A terme on peut d'ailleurs penser que le marché pourrait être organisé à l'échelle européenne ce qui permettrait d'en accroître la liquidité.

Le premier système de « certificats blancs » dans le secteur résidentiel est apparu au Royaume-Uni en 2002 ; l'objectif est d'économiser 62 TWh cumulés et actualisés sur la période 2002-2005 et 130 TWh sur la période 2005-2008. Au moins 50% des économies doivent être faites dans les foyers à bas revenus.³⁴ En réalité il ne s'agit pas d'un vrai système de certificats car les économies réalisées ne donnent pas lieu à attribution de certificats ; il n'y a donc pas de marché d'échange mais un simple mécanisme d'échange. Les distributeurs d'énergie peuvent échanger entre eux soit les économies déjà réalisées soit tout ou partie de leur obligation. Les échanges se font en fin de période sous la forme de contrats bilatéraux et seuls les « obligés » peuvent participer aux échanges. (OTC). C'est l'OFGEM, le régulateur britannique, qui répartit les quotas entre fournisseurs et distributeurs d'énergie. A la fin de la période d'obligation les fournisseurs qui ont dépassé leur objectif peuvent utiliser le surplus d'économies d'énergie pour remplir leur obligation de la période suivante. L'OFGEM peut décider d'appliquer une pénalité en cas de non respect de l'obligation mais le montant de cette pénalité n'est pas connu ex ante. L'objectif de la première période (2002-2005) a été dépassé (86,7 TWh, soit environ 40 pourcent de plus)) grâce à un effort important dans l'isolation des bâtiments.

³⁴ Il s'agit d'un exemple de l'ajout d'un objectif secondaire, pénétration dans un marché spécifique, à l'objectif principal, développement des économies d'énergie.

Le système des certificats blancs existe aussi en Italie depuis 2005 et fonctionne sur la période 2005-2009 ; l'objectif est d'économiser 2,9 Mtep à l'horizon 2009 et ce sont les distributeurs d'énergie qui sont les obligés ainsi que leurs filiales et les entreprises de services énergétiques. Les « certificats » exprimés en tep sont de 3 types :

- type I : réalisation d'économies d'énergie primaire au travers de projets réduisant la consommation finale d'électricité
- type II : réalisation d'économies d'énergie primaire au niveau de la consommation de gaz naturel
- type III : réalisation d'économies d'énergie primaire au niveau de projets autres.

L'échange de certificats est possible soit directement entre opérateurs (OTC) soit via un marché géré par le Gestionnaire du Marché de l'Electricité. Les économies peuvent être réalisées sur toutes les énergies finales mais au moins 50% doivent se faire via une réduction de l'énergie finale dans le gaz et l'électricité. Une pénalité est prévue en cas de non respect des obligations.

Comme cela a été mentionné, un système de certificats blancs se met actuellement en place en France sur la période 2006-2008. Les « obligés » sont les fournisseurs d'électricité, de gaz, de chaleur, de froid et de fioul domestique aux consommateurs finals du secteur résidentiel et tertiaire. Les acteurs sont considérés comme obligés si leurs ventes dépassent 400GWh /an d'électricité, 400 GWh/an de gaz naturel ou 400 GWh/an de chaleur et de froid. Aucun seuil n'est fixé pour les fournisseurs de fioul. L'objectif est

de réaliser 54TWh (cumac c'est-à-dire actualisés et cumulés) sur la période. Les certificats sont délivrés par les DRIRE (Directions Régionales de la Recherche et de l'Industrie). Toutes les actions permettant des économies d'énergie démontrables ex ante sont éligibles. Mais pour qu'une action soit considérée comme éligible il faut qu'elle génère au moins 3 GWh cumac d'économies. Les certificats devraient avoir une durée de vie de 10 ans et ils sont échangeables de gré à gré (et peut-être via un une bourse, mais ce point reste à préciser). Toutes les personnes morales peuvent participer à l'échange et un mandataire peut regrouper plusieurs actions pour atteindre le seuil des 3 GWh d'éligibilité. Les certificats peuvent être utilisés pour la période suivante (ils sont stockables) ; la pénalité libératoire est de 2ceuro par KWh (cumac)

En nous appuyant essentiellement sur le cas français on peut mettre en évidence plusieurs points qui méritent attention :

- La définition d'un certificat est très différente du cas noir et vert : le résultat en termes de gains d'efficacité énergétique est incertain ex ante.
- Pourquoi limiter la participation d'éligibles potentiels en imposant des contraintes sur le seuil minimal d'éligibilité? Ne serait-ce pas mieux de laisser aux acteurs eux-mêmes la décision de participation en fonction des coûts?
- La pénalité doit-elle être libératoire ? Ce n'est pas le cas avec les certificats de CO₂ dans l'Union Européenne mais c'est le cas avec les certificats blancs ainsi qu'avec la plupart des systèmes de certificats verts; la conséquence est que la pénalité constitue de fait le prix plafond des certificats sur le marché ; aucun opérateur n'acceptera d'acheter un

certificat au-delà de ce prix car il préférera payer l'amende ; pourquoi pénalité libératoire dans un cas, et pas dans l'autre?

- Que fait le gouvernement ou le régulateur avec les sommes perçues avec les pénalités?

En principe, ces montants devraient être investis dans des programmes d'efficacité énergétique. Si non, il y a incohérence avec l'application d'une pénalité, surtout si celle-ci est libératoire.

- Les obligations doivent-elles être calculées au prorata des quantités d'énergie vendues en KWh ou au prorata du chiffre d'affaires en euros ? Si c'est la seconde solution qui est retenue cela peut pénaliser les fournisseurs de certaines énergies dont les prix sont régulés (ce qui est le cas dans le secteur résidentiel) ; des prix sous-évalués correspondent à des quantités élevés d'énergie pour un pourcentage donné de chiffre d'affaires.

- Le nombre des obligés n'est-il pas trop faible par rapport à celui des éligibles ? Du coup on peut observer des situations de monopsonne sur le marché des certificats.

- N'y a-t-il pas un traitement asymétrique des obligés et des éligibles ? Pour les obligés toute action ayant pour objectif d'économiser l'énergie est additionnelle (donc éligible) si elle satisfait à la condition de seuil ; pour les éligibles non obligés le critère est plus sévère pour éviter l'effet d'aubaine.

- Ne risque-t-on pas d'assister à un traitement discriminatoire au niveau de l'attribution des certificats blancs puisque ce sont les directions régionales (DRIRE) et non pas l'Etat qui délivreront les certificats ? Le rapport de force entre opérateurs ou les mécanismes de calcul risquent d'être différents d'une région à l'autre.

- Les coûts de transaction (coûts d'information des ménages, coûts de gestion des dossiers, coûts de contrôle) ne risquent-ils pas d'être disproportionnés au vu des bénéfices attendus ?

- Interdiction est faite aux sites soumis à une contrainte de « certificat d'émission de CO₂ » de bénéficier de certificats blancs pour éviter un double dividende non justifié. Que se passe-t-il pour les sites qui deviendront soumis aux obligations de CO₂ alors qu'ils bénéficient déjà de certificats blancs ?

Bien évidemment un tel système de certificats blancs est de nature à engendrer des stratégies opportunistes de la part des divers acteurs et l'on peut en recenser quelques unes :

- L'État qui encaisse les pénalités ne peut-il pas être parfois incité à gêner les opérateurs dans leurs efforts afin d'accroître ses recettes ? Est-il toujours bienveillant ? Que doit-il faire de ces pénalités si l'on veut qu'il ait un comportement neutre ? En fait, que doit-on faire pour que les pénalités contribuent à rencontrer les objectifs d'efficacité énergétique ?

- Le marché des certificats blancs ne risque-t-il pas d'être étroit ? Une faible liquidité est alors de nature à provoquer une forte volatilité des prix ; certes il existe un prix-plafond assez faible mais ce plafond peut évoluer dans le temps.

- Que se passe-t-il si les obligés ne se portent pas acquéreurs des certificats blancs détenus par des éligibles non obligés ? Les obligés peuvent être incités à passer des accords de partenariat avec des ESCO et refuser d'acheter des certificats sur le marché ? Comment enrayer la chute des prix des certificats et que devient alors l'incitation à faire des

économies pour les non obligés ? Faut-il prévoir un prix d'achat minimum pour les certificats ?

- Certains opérateurs sont à la fois obligés et éligibles ; ils peuvent être incités selon les circonstances à faire monter les prix des certificats ou à les faire baisser en jouant simultanément sur l'offre et la demande.

- Certains opérateurs peuvent faire de la rétention de certificats afin de les vendre au meilleur moment surtout s'ils anticipent que certains obligés n'ont pas atteint leur objectif ; ce peut être un moyen de pratiquer une stratégie de « raising rivals' cost's »

3 Interactions entre les trois marchés

La section précédente a brossé un tableau des principaux paramètres et enjeux des trois types de programmes de certificats. Chacun de ces programmes peut avoir un impact sur le marché de l'électricité. La nature des impacts dépendra évidemment de la structure du marché en question et du cadre réglementaire.

Dans cette section nous abordons la question des interactions entre les trois marchés. Une réflexion sur les interactions entre les différents types de certificats s'impose compte tenu du développement de marchés de certificats et de l'évolution récente des marchés d'électricité. Les régulateurs doivent réfléchir ex ante à ces interactions avant de mettre en œuvre de nouvelles politiques.

Dans un premier temps, voici, ceteris paribus, certains impacts potentiels de chacun des programmes (sans égard aux autres programmes, c'est-à-dire sans tenir compte des

interactions et des effets de second ordre) notamment par référence au marché de l'électricité, notre intérêt principal.

Certificats noirs : En ce qui concerne le marché de l'électricité, ces programmes visent surtout l'offre (dans la mesure où celle-ci est émettrice de GES) et indirectement la demande d'électricité (dans la mesure où certaines demandes sont aussi responsables d'émissions de GES). Les programmes se limitent tous aux secteurs grands consommateurs et producteurs d'énergie (qui sont des grands émetteurs de GES).

- L'impact sur les choix technologiques de certains producteurs d'électricité, donc sur les investissements, sera de favoriser l'investissement en sources renouvelables de production ou en sources moins émettrices de GES, ceteris paribus.
- Pour la production d'électricité on peut s'attendre à ce qu'il y ait augmentation du coût moyen et marginal (comme pour les certificats verts).
- Les impacts sur la demande d'électricité de certains consommateurs, via les impacts sur les coûts d'autres sources concurrentielles (pétrole, charbon, gaz naturel) sont ambigus. Dans les cas où l'électricité est un substitut en consommation, la demande pour cette dernière pourrait augmenter si les prix des énergies concurrentielles augmentent à la suite d'impacts des marchés de certificats noirs. Dans les cas où l'électricité est un bien complémentaire, tel dans les systèmes de production, la demande pourrait baisser. L'effet net dépend de la structure de l'économie.

- L'impact sur le prix de marché de l'électricité dépend de la structure de marché, mais il est peu probable que les prix baissent.

Certificats verts : Ces programmes visent l'offre d'électricité uniquement. Il n'y a aucune autre filière ni source d'énergie qui soit directement affectée.

- Il n'y a pas d'impact direct sur la demande d'électricité.
- Ce type de programme mène à une modification ciblée du parc de production (ajout de capacité renouvelable, substitution d'électricité renouvelable à d'autres types de sources).
- Il peut y avoir un impact sur le « merit order ». L'impact exact est incertain et dépend des technologies spécifiques au parc considéré. L'une des questions pour le gestionnaire de réseau dans la programmation de ses investissements est de savoir si l'éolien doit être considéré comme « un ruban » fonctionnant en base ou s'il se substitue à l'équipement marginal appelé (équipement de pointe) lorsqu'il fonctionne. En général l'éolien apparaît comme une énergie fatale qui se substitue au dernier équipement appelé
- Il y aura presque certainement une augmentation du coût marginal et moyen de production d'électricité, via le changement sur le merit order et les investissements.
- Il y aura probablement un impact sur le prix de l'électricité. L'impact exact dépendra de la structure de marché.
- Finalement, l'impact de prix aura un impact sur la demande.

Certificats blancs : Ces programmes visent plusieurs sources d'énergie (électricité, gaz naturel, froid, chauffage urbain, fioul). L'impact est sur la demande uniquement, et la demande en question est la demande résidentielle et tertiaire.

- Il n'y a pas d'impact sur la composition du parc d'équipement de production électrique, à priori.
- Donc, il n'y a pas d'impact sur la courbe d'offre (merit-order curve)
- Il peut y avoir une augmentation des coûts fixes des fournisseurs (due à l'obligation des fournisseurs de détenir des certificats)
- L'impact sur le prix de l'électricité dépendra encore une fois de la structure du marché et des mécanismes de détermination du prix (niveau de concurrence, etc).
- Il n'y aura pas d'impact sur le coût marginal de production d'électricité (i.e. aucun impact sur le merit order).
- L'impact de prix aura un impact sur la demande finale.

On récapitule sur les impacts de chaque système. Pour chacun des cas nous regardons initialement les impacts directs de la mise en place opérationnelle du programme de certificats en question.

Hypothèses sous-jacentes :

- le parc de production existant avec émissions de polluants locaux et de GES est connu et donné;
- des technologies moins polluantes (vertes ou autres) existent, mais sont plus coûteuses (sinon elles seraient déjà installées)
- la pénalité n'est pas libératoire (dans un premier temps du moins)
- on raisonne ceteris paribus c'est-à-dire en termes d'équilibre partiel

CT = court terme

LT = long terme

CM = coût moyen

Cm = coût marginal

| | Blanc | Vert | Noir |
|--|--|---|--|
| Objectif de l'instrument (objectif fondamental) | Augmentation de l'efficacité de la consommation résidentielle et tertiaire | Réduction des impacts environnementaux locaux | Réduction des émissions de GES |
| Cible de l'instrument | Consommation résidentielle et tertiaire | Technologies renouvelables | Technologies responsables des émissions de GES |
| Impact direct sur la demande d'électricité D(p) (déplacement de la courbe) | CT : réduction minimale (actions immédiates limitées) LT : réduction (mais quel % ?) | CT : aucun LT : aucun | CT : aucun LT : aucun |
| Impact sur le CM de production d'électricité | Aucun impact sur les technologies de production, donc aucun impact sur la courbe de production et sur les coûts | Augmentation du CM via ajout de nouvelles technologies (qui sont par définition plus coûteuses que le statu quo), ou l'achat de certificats | Augmentation du CM via modification de technologies existantes et ajout de nouvelles technologies (qui sont par définition plus coûteuses que le statu quo), ou l'achat de certificats |
| Impact sur le Cm de l'électricité | Aucun impact sur les technologies de production, donc aucun impact sur la courbe de production; peut-être un impact à la marge compte tenu d'un déplacement le long de la courbe de coûts? | Constant ou augmente, cela dépend de l'impact à la marge sur l'offre et bien sûr sur des changements éventuels de la demande | Constant ou augmente, cela dépend de l'impact à la marge sur l'offre et bien sûr sur des changements éventuels de la demande |
| Impact sur le prix de l'électricité (prix de marché) | Il y a potentiel de réduction du prix, en fonction de la réduction de la demande. A cela il faut ajouter les coûts des programmes d'efficacité pour trouver l'impact net. | Constant ou augmente, cela dépend de l'impact à la marge sur l'offre | Constant ou augmente, cela dépend de l'impact à la marge sur l'offre |
| Impact indirect sur la demande d'électricité, via le prix | Potentiel d'effet rebond sur la demande, si le prix de l'électricité baisse | Demande pourrait baisser avec un prix croissant, cela dépend de l'élasticité-prix | Demande pourrait baisser avec un prix croissant, cela dépend de l'élasticité-prix |
| Impact sur la cible de l'instrument | Certain, mais le volume de réduction demeure incertain | Certain | Certain |
| Impact sur l'objectif de l'instrument | Incertain (à cause de l'effet prix) | Potentiel d'incertitude en fonction de la reconfiguration de la courbe d'offre | Certain |

Dans un deuxième temps, à partir des impacts de « premier ordre » ci-dessus, nous explorons les impacts croisés.

| => | Blanc | Vert | Noir |
|--|--------------|--|---|
| Blanc (réduction de la demande) | - | Réduction de la demande peut réduire l'obligation de production verte, et donc le coût. | Réduction de la demande peut réduire l'obligation de réduction de GES, et donc réduire le coût total. Mais cela dépend de la nature du parc de production, du merit order, etc. |
| Vert (production verte obligatoire) | Aucun impact | - | Augmentation de la production verte peut réduire l'obligation de réduction de GES, et donc réduire le coût. Cela dépend aussi du traitement du double-comptage. |
| Noir | Aucun impact | Peut rendre les technologies vertes plus attrayantes. Encore une fois, le traitement du double-comptage doit être analysé. | - |

Tableau des impacts croisés.

4 Conclusions

La régulation des trois systèmes de certificats est stratégique et la Puissance Publique doit tenir compte des interactions entre les trois marchés pour fixer l'effort à réaliser dans chaque domaine : réduction de l'effet de serre, promotion des énergies renouvelables, incitations aux économies d'énergie.

L'expérience européenne vient de montrer que l'Etat avait fixé de façon trop généreuse le montant des quotas de CO₂. Du coup le prix de la tonne de CO₂ s'est effondré en 2006. Cela pourrait par ricochet constituer un mauvais signal pour les opérateurs dans les pays où existe un mécanisme de certificats verts puisque l'incitation à abandonner le charbon

ou le fuel dans la génération électrique au profit du solaire ou de l'éolien a tendance à baisser.

De même un niveau trop faible pour la pénalité libératoire dans le cadre du mécanisme des certificats blancs peut inciter certains opérateurs obligés à ne pas faire les efforts suffisants d'économies d'énergie et à produire trop d'électricité polluante pour satisfaire la demande. De plus, l'affectation des sommes perçus en pénalité à des efforts d'efficacité énergétique amplifiera les résultats du programme. Une affectation autre serait incohérente avec la nature libératoire de la pénalité.

Le régulateur doit également s'assurer que certains fournisseurs d'électricité ne vont pas mener des stratégies perverses. Considérons un électricien dont le parc est constitué principalement de centrales à charbon et qui est soumis à la détention de certificats blancs et verts simultanément. En substituant des centrales « propres » à ses centrales polluantes cet électricien peut tout à la fois vendre des certificats noirs devenus inutiles et récupérer des certificats blancs et verts. Il bénéficie ainsi d'un double voire triple dividende, ce qui n'est peut-être pas optimal du point de vue collectif puisqu'il est rémunéré deux voire trois fois pour la même action. Le régulateur doit trancher à ce niveau.

Une autre stratégie consiste pour certains opérateurs à faire de la rétention de permis afin de faire monter leur prix sur le marché correspondant et empocher une plus-value. C'est discutable surtout si les permis ont été obtenus gratuitement ce qui est souvent le cas avec les certificats noirs. L'incertitude liée à la volatilité du prix des permis sur les différents

marchés donne aux permis une valeur d'option. L'existence d'une telle valeur incite les firmes à garder des permis en portefeuille afin de disposer d'une certaine flexibilité dans leurs décisions futures (idée de prudence au sens de KIMBALL). Il est difficile à ce niveau de distinguer ce qui relève d'un comportement de précaution et ce qui relève d'un comportement spéculatif.

L'une des questions en débat est d'apprécier l'efficacité relative des trois systèmes pour la collectivité. Existe-t-il en outre une séquence à respecter dans la mise en œuvre de ces politiques ? Par quoi faut-il commencer ? Inciter d'abord aux économies d'énergie, puis à la promotion des énergies renouvelables pour imposer ensuite des quotas de CO₂ ? Inverser la séquence ? Mener les trois actions en parallèle ? Intuitivement on voit que le système des certificats blancs ne devrait pas conduire à des résultats très importants, même s'ils ne sont pas négligeables. De plus, les programmes de certificats noirs et verts ne semblent pas avoir d'impact sur les certificats blancs. C'est sans doute le système des certificats noirs qui est a priori le plus efficace mais là encore il faut tenir compte des situations de départ. Puisqu'il y a des interactions potentiellement importantes et intéressantes entre les certificats noirs et verts, le régulateur devrait élaborer ces programmes en parallèle et en ayant un souci de cohérence entre les deux.

Références

Ackerman F. et W. Moomaw (1997) "SO2 emissions trading: does it work?" *Electricity Journal* 10 (7) pp 61-66.

Amundsen E. et L. Bergman (2004) « Green Certificates and Market Power on the Nordic Power Market » Working paper.

Bohi D.R. et D. Burtraw (1997) « SO2 allowance trading: How do expectations and experience measure up? " *Electricity Journal* 10 (7) pp 67-75.

Bontemps P. et G. Rotillon (1998) « Economie de l'environnement » Editions La Découverte, Paris.

Carlen B. (2002) « Exclusionary Manipulation of Carbon Permit Markets: a Laboratory Test » MIT Report 91.

Commission Européenne (2005) « Livre Vert sur l'efficacité énergétique ou comment consommer mieux avec moins ».

De Lovinfosse et F. Varone (2002) « Renewable Electricity Policies in Europe: Patterns of Change in the Liberalised Market » Working paper Tractebel.

Ellerman, A.D., P.L. Joskow, R. Schmalensee, J-P Montero et E.M. Bailey (2000) *Markets for Clean Air: The U.S. Acid Rain Program*, Cambridge University Press.

Finon D. et P. Menanteau (2003) « La promotion de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables dans les marchés libéralisés: le besoin de nouveaux cadres incitatifs » in *Revue de l'Energie* » no. 544 février.

Guyonnet P. et J. Percebois (2005) « Les certificats blancs : comment lancer le système ? » présentation au MINEFI/DGEMP le 27 octobre (site DGEMP).

Harvey S. et B. Hogan (2001) « Identifying the Exercise of Market Power in California » Working paper, Harvard University.

Helioui K. (2003) « Evaluation des comportements stratégiques dans le système des certificat d'émission GES » Working paper CIRED.

Hung N.M. et E.Sartzetakis (1997) « Cross-industry Emission Permits Trading » *Journal of Regulatory Economics* no. 13.

Joskow P. et D. Maron (1992) "What Does a Negawatt Really Cost? Evidence From Utility Conservation Programs" *The Energy Journal*, Vol. 13, No. 4, pp. 41-74.

Kolstad J. et F. Wolak (2003) « Using Environmental Emissions Permit Prices to Raise Electricity Prices: Evidence from the California Electricity Market » CSEM Working paper N 113 Berkeley University.

Langniss O. et B. Praetorius (2004) « How much market do market-based instruments create? An analysis for the case of “white certificates” » German Institute for Economic Research Discussion Papers 425.

Mairet N. (2005) “Rapport de stage sur les certificats “ ICE Paris.

Misiolek W. et H. Elder (1989) « Exclusionary Manipulation of Markets for Pollution Rights » *Journal of Environmental Economics and Management* n 16 (2).

Quirion P. (2005) “Certificats blancs: quelques éléments sur l’additionnalité” séminaire Ecole des Mines Paris 9 mars (séminaire EDF CREDEN).

Quirion P. (2004) « Les certificats blancs face aux autres instruments de politique publique pour les économies d’énergie » Rapport IFE / CFE Paris.

Rousse O. (2005) « Les marchés de permis d’émissions négociables et les stratégies des firmes » Thèse de doctorat, Creden, Université Montpellier I novembre.

Sartzetakis E. (2004) « On the Efficiency of Competitive Markets for Emission Permits » *Environmental and Resource Economics* 27(1).

Tietenberg, T. (2003) *Environmental and Natural Resource Economics*, Addison Wesley (6th edition).

Tietenberg T.H. (1980) « Transferable discharge permits and the control of stationary source air pollution : a survey and synthesis » *Land Economics* 56 (4) pp 391-416.

Weitzman, M.L. (1974) “Prices vs Quantities” *Review of Economic Studies*, vol 41, pp 477-491.

Annexe: Les certificats blancs: une approche en termes d'équilibre partiel

Soit un marché sur lequel le prix de l'électricité est de fait subventionné. C'est le cas en France sur l'île de la Réunion où le prix du kWh est fixé au niveau du prix p_1^* régulé de la métropole, pour le secteur résidentiel et tertiaire du moins ; à ce prix la demande O_{q_1} doit être satisfaite par une offre dont le coût marginal est très supérieur. Pour l'opérateur historique EDF le déficit résultant de cette disposition correspond à la surface ABC, laquelle est prise en charge par des subventions croisées via la CSPE (contribution au service public de l'électricité) payée par chaque consommateur final d'électricité en France.

Le prix d'équilibre p_2 permettrait de réduire la demande au niveau O_{q_2} mais on suppose que la Puissance Publique refuse toute discrimination de prix entre usagers métropolitains ou non. Cette solution est donc à écarter.

L'Etat décide de mettre en place un mécanisme de certificats blancs. L'opérateur historique lance un vaste programme de promotion de lampes à basse consommation d'énergie qui permet de faire passer la demande de D_a à D_b , ceteris paribus. Du coup la perte d'EDF est fortement réduite et avec elle les subventions croisées puisqu'elle correspond maintenant à la surface AFH.

Le gain pour la collectivité nationale, en termes de CSPE économisée, est de FBCH. Mais cette mesure a un coût pour l'opérateur historique puisqu'il lui a fallu payer cette campagne de promotion, directement ou indirectement. Supposons en réalité que cette campagne ait été faite par une grande surface commerciale du secteur de la distribution qui en contrepartie a reçu un certain nombre de certificats blancs

correspondant à la quantité de kWh économisée soit $(q_1 - q_3)$. L'opérateur historique, EDF, est soumis à une obligation d'économies et décide de satisfaire cette obligation en acquérant les certificats de la grande surface. Si l'on suppose que l'obligation à laquelle est soumis EDF correspond à la quantité de kWh $(q_1 - q_3)$ et qu'en contrepartie EDF ne perçoit plus la subvention FBCH financée par la CSPE, l'achat de certificats est rentable tant que la dépense supportée par EDF reste inférieure au coût de l'opération soit

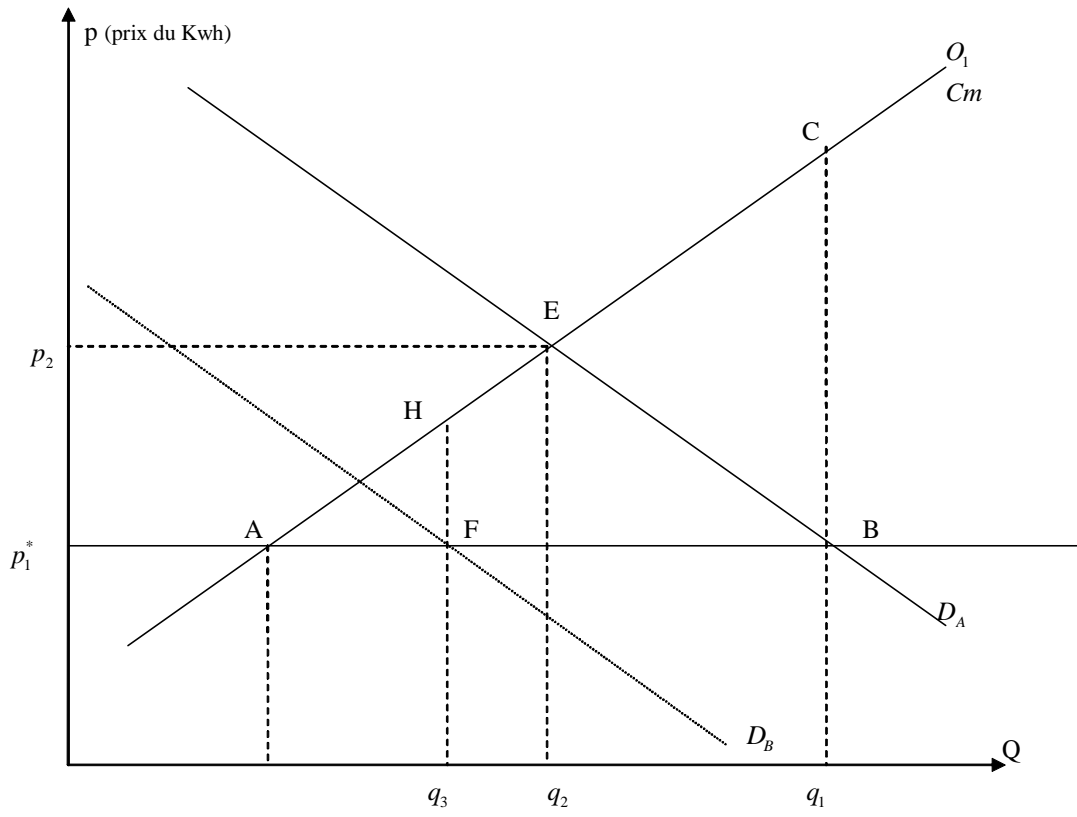
$$c(q_1 - q_3) \leq FBCH$$

où c est le prix unitaire du certificat blanc. Cela donne:

$$c \leq \frac{FBCH}{(q_1 - q_3)} \quad \text{soit} \quad c \leq \frac{\int_{q_3}^{q_1} Cm(q) dq - p_1^*(q_1 - q_3)}{q_1 - q_3}$$

Si le mécanisme des certificats blancs prévoit une amende libératoire c_1 par kWh non économisé, le prix maximal du certificat blanc doit rester inférieur à ce niveau c_1 .

Graphique



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 |

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

| | |
|----------|--|
| 00.09.18 | <i>Corporate Realignments 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 |
| 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 Imparfaites</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 |
| 04.10.51 | <i>Le Rôle des Permis d'Emission dans l'Exercice d'un Pouvoir de Marché sur les Marchés de Gros de l'Electricité (La Stratégie de Rétention de Capacité)</i> Olivier ROUSSE |
| 04.11.52 | <i>Consequences of electricity restructuring on the environment: A survey</i> Benoît SEVI |
| 04.12.53 | <i>On the Exact Minimum Variance Hedge of an Uncertain Quantity with Flexibility</i> Benoît SEVI |
| 05.01.54 | <i>Les biocarburants face aux objectifs et aux contraintes des politiques énergétiques et agricoles</i> Alain MATHIEU |
| 05.01.55 | <i>Structure de la concurrence sur la chaîne du gaz naturel : le marché européen</i> Vincent GIRAULT |
| 05.04.56 | <i>L'approvisionnement gazier sur un marché oligopolistique : une analyse par la théorie économique</i> Vincent GIRAULT |
| 05.04.57 | <i>Les péages urbains pour une meilleure organisation des déplacements</i> François MIRABEL |
| 05.04.58 | <i>Les biocombustibles en France : des produits fatals aux cultures dédiées</i> Alain MATHIEU |
| 05.07.59 | <i>Dérégulation et R&D dans le secteur énergétique européen</i> Olivier GROSSE, Benoît SEVI |
| 05.09.60 | <i>Strategies of an incumbent constrained to supply entrants: the case of European gas release program</i> Cédric CLASTRES et Laurent DAVID |

| | |
|-----------------|--|
| 06.01.61 | <i>Hydroélectricité : des mini-centrales aux barrages pharaoniques</i> Alain MATHIEU |
| 06.02.62 | <i>L'internalisation de la congestion urbaine avec les instruments tarifaires : Acceptabilité et Décision</i> Mathias REYMOND |
| 06.02.63 | <i>Banking behavior under uncertainty: Evidence from the US Sulfur Dioxide Emissions Allowance Trading Program</i> Olivier ROUSSE et Benoît SEVI |
| 06.03.64 | <i>Dépendance et vulnérabilité : deux façons connexes mais différentes d'aborder les risques énergétiques</i> Jacques PERCEBOIS |
| 06.05.65 | <i>Energies Renouvelables et Economie Solidaire</i> Alain MATHIEU |
| 06.10.66 | <i>Ventes Liées et Concurrence sur les Marchés Energétiques</i> Marion PODESTA |
| 07.01.67 | <i>Universal Service Obligations: The Role of Subsidization Schemes and the Consequences of Accounting Separation</i> François MIRABEL, Jean-Christophe POUDOU et Michel ROLAND |
| 07.01.68 | <i>Concentration des Marchés et Comportements Collusifs : des Conflits entre HHI et Seuils de Collusion</i> Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU |
| 07.03.69 | <i>Certificats noirs, verts et blancs : Effets croisés et impacts potentiels dans les marchés de l'électricité ?</i> Joseph DOUCET et Jacques PERCEBOIS |