

La promotion des énergies renouvelables dans les nouveaux marchés électriques concurrentiels

La promotion des énergies renouvelables en production électrique doit être adaptée à l'introduction de la concurrence sur les marchés électriques. Les instruments antérieurs, en particulier les tarifs d'achat garantis, sont critiqués pour leur coût et leur inadéquation à leur environnement concurrentiel. La directive 2001/77/C qui encourage les États membres à accélérer la pénétration des ENR prévoit une évaluation sur une convergence vers le système des quotas et des échanges des certificats verts, système qui n'a pas nécessairement toutes les qualités qu'on lui prête.

par Dominique Finon,
Directeur de Recherche au CNRS,
Centre international de recherche
sur l'environnement et le dévelop-
pement, EHESS & CNRS

et
Philippe Menanteau,
Ingénieur de Recherche CNRS,
Département Energie et Politiques
d'environnement,
Université de Grenoble II

Les politiques de promotion des énergies renouvelables ont été relancées en Europe au cours de la première moitié des années 1990 pour répondre à l'objectif de préservation du climat en évitant des émissions de gaz à effet de serre en parallèle avec les politiques d'efficacité énergétique. Elles se sont appuyées sur deux dispositifs d'aide à la production, les tarifs d'achat garantis et les systèmes d'enchères en vue de l'obtention de contrats à prix garantis.

La préparation de la Directive européenne 2001/77/C sur la promotion des énergies nouvelles et renouvelables (ENR) (1) qui vise une augmentation de leur part de 14 à 22 % dans la production électrique est intervenue en 1999-2000 dans un contexte d'approfondissement des réformes de libéralisation des industries électriques et a suscité d'importants débats sur l'efficacité des instruments de promotion de la production d'électricité d'origine renouvelable (ENR-E) et sur leur modes de financement. Les dispositifs antérieurs ont été critiqués en se référant au modèle concurrentiel pour leur coût et leur manque d'incitation ; et il a été proposé de leur substituer un système de quotas associé à un mécanisme d'échanges, connu sous le nom de marché de certificats verts.

L'introduction de la concurrence dans les industries électriques dans une perspective d'intégration des marchés européens a de fait modifié les conditions dans lesquelles le soutien aux ENR peut s'opérer. Les consommateurs ayant désormais accès directement aux producteurs de leur choix, on peut dans l'idéal les laisser révéler leurs préférences pour la protection de l'environ-

nement par l'achat d'électricité verte auprès de producteurs spécialisés. Dans cette même recherche de cohérence avec le principe de fonctionnement concurrentiel des marchés électriques, la production d'électricité renouvelable peut, pour la composante électrique, être banalisée en la versant dans le régime commun des marchés électriques, et pour la composante renouvelable et environnementale, soutenue par un régime cohérent avec les principes de marché tels que les quotas de production associés à des échanges de certificats. Enfin, l'adoption d'un tel dispositif à l'échelle communautaire permettrait de limiter le coût de réalisation de l'objectif de développement des renouvelables fixé par la Directive européenne en permettant le développement prioritaire des gisements d'ENR-E les moins coûteux.

La Commission européenne et sa Direction de la concurrence, les gouvernements des pays ayant libéralisé leur industrie électrique, les compagnies électriques soumises à obligation d'achat et les régulateurs qui cherchent à limiter les coûts de ces politiques pour les consommateurs se sont retrouvés dans la critique des systèmes existants de soutien aux ENR et ont tenté d'imposer une convergence entre les États-membres vers un dispositif européen de quotas et de certificats échangeables. La directive 2001/77/C n'a pas pu aller jusque-là en raison de l'opposition de certains États qui ont souhaité préserver les dispositifs existants, notamment les tarifs d'achat considérés

(1) European Commission, 2001, Directive 2001/77/CE of the European Parliament and Council dated 27 September 2001 on the Promotion of Renewable Energies.

comme plus efficaces pour stimuler les investissements et développer des industries spécialisées (Allemagne, Espagne et nouvellement France et Portugal). La directive prévoit toutefois un suivi des résultats des différentes expériences pour octobre 2005 en marquant l'intention de débattre à nouveau d'une proposition de nouvelle directive en vue de la convergence des systèmes d'incitation vers un système harmonisé à l'horizon 2012.

A un an de cette échéance, l'engouement pour le système de quotas échangeables semble un peu retombé. Sur les neuf pays qui avaient annoncé un passage rapide à ce système, seuls trois l'ont réellement fait. On fera le point ici de l'évolution des débats sur ces trois principaux instruments : prix garantis, enchères concurrentielles et quotas échangeables. Pour ce faire, on partira de la critique du modèle concurrentiel d'échanges volontaires d'électricité verte pour justifier le maintien du recours à des instruments d'incitation. On procèdera ensuite à la comparaison des instruments au regard de quatre critères: le niveau d'adéquation avec le régime concurrentiel des marchés électriques, l'efficacité environnementale (c'est-à-dire la capacité à inciter à l'installation d'unités d'ENR-E qui *de facto* évitent des émissions de gaz à effet de serre), l'efficacité économique avec les effets redistributifs associés et l'efficacité dynamique (c'est-à-dire la capacité du système à inciter à l'innovation et aux baisses de coûts).

La production électrique à base d'ENR dans le modèle concurrentiel théorique

Le point de départ théorique du soutien aux renouvelables est l'existence d'imperfections de marché, en particulier l'existence d'externalités environnementales (notamment les émissions de CO₂) sur les filières énergétiques concurrentes. La solution théorique idéale est alors de faire payer les vrais coûts environnementaux aux producteurs, en particulier le coût des pollutions locales et des émissions de CO₂ par une taxation. Une telle taxe se heurte à un problème d'acceptabilité si on

cherche à la placer au niveau de la valeur des externalités à éviter à l'optimum social.

En régime de concurrence, on pourrait chercher à corriger ce déficit d'internalisation par la mise en relation directe des producteurs avec des acheteurs potentiels. Les consommateurs qui ont désormais la possibilité d'acheter leur électricité aux producteurs de leurs choix peuvent s'adresser directement à un producteur spécialisé pour acheter une production certifiée ENR en contrepartie d'un surprix. L'introduction de la concurrence sur le marché de l'électricité permet l'entrée d'entrepreneurs spécialisés, avec des projets qui intéressent peu les grandes entreprises électriques. Il y a ainsi mise en relation des acheteurs, entreprises ou ménages, avec des producteurs verts, le surprix payé étant censé permettre de financer de nouveaux investissements.

On ajoutera que les barrières à l'entrée des unités ENR-E sont diminuées par l'ouverture à la concurrence. Les différents moyens de production d'électricité sont comparés sur une base plus ouverte qu'en régime de monopole, parce que les avantages de la production d'origine renouvelable et décentralisée (modularité, rapidité de mise en œuvre, émissions évitées si une taxation ad hoc est en place, etc.) sont mieux valorisés. Une meilleure transparence des coûts de réseau par la dissociation des tarifs de transport et du prix de l'électricité joue en faveur des renouvelables en zones de faible densité (2).

Le système se heurte cependant à deux difficultés. D'une part, on est face à la difficulté classique du passager clandestin qui conduit à un investissement total sous-optimal. Si les citoyens et les industriels responsables apprécient l'énergie propre, en tant que consommateurs ils choisissent plutôt l'électricité la moins chère, dès lors qu'ils ne peuvent pas s'approprier tous les bénéfices environnementaux de la première. D'autre part, le développement d'achats de ce type reste modeste (Wustenhagen, 2001). Les ventes d'électricité verte se limitent à 2 ou 3 % des acheteurs, en dépit de résultats d'enquêtes optimistes qui indiquent que de nombreux consommateurs seraient prêts à payer un surprix d'envi-

ron 15 à 20 % pour bénéficier d'électricité renouvelable. Les Pays-Bas constituent une exception puisque 13 % des clients domestiques en 2001 avaient souscrit des contrats de ce type mais le système reposait sur une forte incitation fiscale (allègement de la taxe climat de 0,06 €/kWh) allouée à l'électricité verte, qui la mettait au même niveau de prix que l'électricité d'origine non renouvelable (ce dispositif a été modifié depuis). Ce fait illustre la façon dont on corrige les déficiences du système du volontariat.

Il s'ensuit que les échanges volontaires obtenus de cette façon sont insuffisants pour inciter à l'installation de capacités de production nouvelles et se limitent pour l'essentiel aux équipements ENR existants, en particulier si on y inclut la grande hydraulique. Le surprix ajoute alors une rente à des équipements déjà largement amortis. C'est ce que l'on observe clairement dans certains pays où les achats d'électricité verte permettent aux industriels de se donner une image de marque verte à peu de frais sans que cela ait un impact quelconque sur le développement de nouvelles capacités.

Ceci révèle bien la difficulté intrinsèque d'organiser le financement des énergies renouvelables sur la base de la préférence révélée des acheteurs d'électricité pour la préservation du climat ou l'environnement local.

L'investissement dans des capacités de production renouvelable présente, du côté des producteurs, trois contraintes fortes: l'intensité capitalistique, le risque technologique sur les coûts d'installation et les performances, et le caractère aléatoire de la production pour certaines filières. Ils imposent de pouvoir trouver un cadre qui sécurise les recettes sur la durée d'amortissement. Or, les transactions sur un marché libre d'électricité verte organisé à côté d'un marché d'électricité « grise » apportent peu de garanties et rendent improbable l'obtention de prêts en *project financing* que seuls des contrats de long terme à prix garantis pourraient

(2) Il faut, pour ce faire, que les conditions d'accès au réseau et en particulier celles de raccordement soient alignées sur les conditions habituelles standardisées de raccordement technique pour limiter les discriminations et les coûts de négociation.

garantir. On ajoutera que le premier marché ne supprimera pas la pénalisation que va subir le producteur ENR pour ses apports intermittents sur le marché ordinaire où il devra acheter en temps réel des kWh d'ajustement pour compenser les déséquilibres de ses engagements par rapport à ses acheteurs (Menanteau et Finon, 2004).

Il y a donc nécessité de mettre en œuvre des instruments de promotion des renouvelables après avoir introduit la concurrence. Reste à savoir si on peut conserver les anciens en les adaptant, ou si le passage au système de quotas échangeables est impératif.

Efficacité du système des tarifs d'achat et adéquation à la concurrence

Les tarifs d'achat garantis ont été très critiqués par les tenants de la concurrence et des instruments de marché car ils introduiraient des distorsions de concurrence entre les acheteurs obligés et seraient trop coûteux pour la collectivité. Rappelons que ce système impose aux distributeurs-revendeurs d'une zone donnée l'achat de l'électricité d'origine renouvelable produite par les producteurs situés sur leur aire de desserte à un tarif fixe, décidé par les pouvoirs publics et garanti sur une certaine durée (10 ans au moins, 15 ans en France et en Allemagne par exemple). Ces prix sont différents selon les technologies pour ne pas favoriser les seules technologies les plus matures. Le financement du surprix est couvert soit par une subvention implicite payée par les clients des entreprises régionales ou nationales soumises à l'obligation d'achat (Allemagne et Italie jusqu'en 2000), soit par un fonds financé par une taxe sur tous les kWh produits ou échangés par le réseau, soit par le contribuable, soit par un mélange des deux systèmes comme au Danemark et aux Pays-Bas (jusqu'en 1998).

En termes d'efficacité environnementale et d'installations réalisées, ce dispositif est performant car il minimise les coûts de transaction et limite les risques pour les investisseurs. La combinaison de l'obligation d'achat et du prix garanti constitue le cadre idéal pour un producteur-investisseur à la recherche d'un

cash-flow garanti. Le principal risque pour l'investisseur est lié à la crédibilité de l'engagement politique sur la durée : les prix garantis pouvant être modifiés par décret ou le dispositif remplacé par un autre dans le cadre d'une nouvelle loi sans que l'on soit a priori assuré du mode de prolongement de l'appui aux unités venant d'être créées.

C'est aussi le cadre idéal pour les constructeurs qui leur vendent la technologie en ayant un marché qui leur permet de planifier le développement de leur production. En début de cycle de vie de ces techniques ENR, ce dispositif a ainsi permis l'installation d'une industrie nationale forte d'aérogénérateurs en Allemagne, en Espagne et au Danemark, les constructeurs de ces trois pays représentant plus de 90 % du marché mondial en 2003. C'est aussi le cadre idéal pour impulser le progrès des techniques ENR en permettant à ces constructeurs de négocier des prix leur permettant d'introduire des innovations incrémentales dans leurs ventes successives.

En termes d'efficacité économique, trois critiques principales sont adressées à ce type d'instruments.

- En premier lieu, la théorie économique appliquée aux questions d'environnement montre que tout instrument-prix utilisé pour la réduction d'un dommage collectif en situation d'incertitude sur la courbe de coût marginal de réduction (c'est-à-dire ici du coût en développement des unités successives) peut aboutir à des résultats décevants si le régulateur sous-estime les coûts et fixe le prix trop bas, ou à l'inverse à des installations trop importantes si il a surestimé la courbe de coût marginal et fixé le prix à un niveau trop élevé. C'est ce second cas que l'on rencontre dans les pays ayant adopté les tarifs d'achat : on a chiffré en Allemagne en 1998 à 200 millions d'€ le coût de la politique de soutien aux ENR-E, soit 7 c€/kWh pour la production ENR de cette année. Comme il s'agit ici d'une subvention financée indirectement par les consommateurs, elle est critiquée comme une rente excessive versée aux producteurs-investisseurs. La justification fréquemment avancée est la création d'une industrie nationale solide en permettant d'assurer aux nouveaux

constructeurs de bons plans de charge. Mais dans un monde sans frontières économiques cette justification ne vaut que pendant la première phase du cycle de vie des technologies ENR, les candidats à l'investissement pouvant se fournir ensuite auprès des constructeurs étrangers les plus performants.

- Une seconde critique est le décalage entre le bénéfice social supposé et le surcoût payé par les consommateurs d'électricité, c'est-à-dire entre l'addition du coût évité pour les entreprises soumises à l'obligation d'achat et du coût environnemental évité d'un côté et le surprix d'achat de l'autre. En France la Commission de Régulation de l'Electricité en 2002 a évalué ce décalage entre 1,1 et 1,9 milliard d'euros en 2010 (CRE, 2002), ce qui conduirait à un surcroît de la taxe de financement d'environ 0,2 à 0,35 c€/kWh. L'hostilité du régulateur français fondée sur ce calcul tient sans doute à cette inefficacité sociale tel qu'il a pu l'évaluer et recommande des tarifs plus bas ou le recours aux autres dispositifs.

- En troisième lieu, se pose le problème des effets redistributifs excessifs que les tarifs d'achat génèrent en faveur des producteurs en ENR-E. Ceux-ci bénéficient de rentes abusives, soit parce qu'ils ont accès à des ressources bon marché par rapport aux autres producteurs, soit parce que les prix ne baissent pas en proportion des baisses de coût dues aux apprentissages et à l'incorporation d'innovations. Cette situation a créé un vrai problème d'acceptabilité politique et règlementaire du dispositif et suscité l'introduction de tarifs doublement adaptables pour tenir compte des différences de qualité des ressources accessibles (décroissance des tarifs en fonction du potentiel éolien par exemple), et pour tenir compte du progrès technique (tarifs dégressifs dans le temps pour la même unité après la période d'amortissement de l'installation, ou baisse programmée des tarifs pour les nouvelles unités). Ces raffinements ont été introduits d'abord dans les tarifs allemands issus de la nouvelle loi, l'Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) de 2000, dans les tarifs français de 2001 inspirés des précédents, et dans les tarifs portugais de 2001.

En termes d'adéquation avec l'environnement concurrentiel, ce système a été critiqué comme étant inéquitable et anticoncurrentiel. Ceci était le cas en 1998-1999 en Allemagne parce qu'il faisait porter le fardeau de cette politique nationale aux seules entreprises régionales sur le territoire desquelles étaient implantées les unités ENR. La réponse allemande, avalisée en 2000 par la Direction de la concurrence de la Commission européenne, a été de faire porter de façon équitable le financement du surprix sur tous les fournisseurs en aménageant un système assez complexe de compensations entre entreprises. L'autre solution adoptée notamment en France, en Espagne et aux Pays-Bas consiste à rembourser le coût subi par les opérateurs soumis à l'obligation d'achat par un fonds spécial alimenté par une charge de service public. Demeure un problème d'assignation de l'obligation d'achat dans les pays ayant dérégulé en profondeur avec une séparation complète de la propriété des activités de réseau et de vente en distribution, comme c'est le cas en Grande Bretagne. Là où les entreprises régionales ou nationales ne connaissent qu'un *unbundling* modéré, le repérage territorial demeure simple. Dans l'autre cas il faut confier à une agence le soin d'acheter l'électricité verte aux tarifs garantis et de la répartir ensuite entre les fournisseurs au prorata de leurs ventes.

En d'autres termes, le dispositif de tarifs d'achat n'est pas disqualifié *a priori* par l'introduction de la concurrence, à condition que le dispositif respecte le jeu concurrentiel. Pour un gouvernement fortement engagé dans la promotion des ENR, il conserve son intérêt en raison de sa grande efficacité pour stimuler le développement de la production d'électricité d'origine renouvelable et permettre la réalisation des objectifs fixés par la directive européenne. Sa limite est son coût élevé quand le parc d'ENR-E dépasse un certain niveau. L'acceptation de ce coût est évidemment lié à la configuration politique, comme le montre l'adoption en France du dispositif des tarifs d'achat en 2001 par une coalition gauche-verts, configuration qu'on retrouve en Allemagne de 1997 à aujourd'hui.

Efficacité du système d'enchères et adéquation à la concurrence

Avec le dispositif d'enchères concurrentielles, le gouvernement cherche à atteindre à un horizon donné un objectif de capacité donné avec un *mix* de technologies précis, par une succession de tours d'enchères. Comme dans le dispositif précédent, il s'agit de mettre hors marché l'électricité d'origine ENR par l'attribution de contrats de long terme à prix garantis et par l'imposition d'une obligation d'achat au distributeur local. Chaque producteur retenu se voit attribuer le prix d'enchère figurant dans sa proposition («*pay as bid*»). Le système combine donc la planification et la concurrence pour les contrats, celle-ci portant sur les prix du kWh proposés lors des enchères. Les propositions sont classées par ordre de prix croissants jusqu'à ce que la quantité mise aux enchères soit atteinte.

On notera que ce système a été utilisé autant dans des industries structurées en monopole public (France avec le programme Eole 2005 de 1996 à 2000 et Irlande), que dans celles ayant connu une réforme concurrentielle précoce et poussée (Grande Bretagne dans le cadre de la *Non Fossil Fuel Obligation* (NFFO) de 1990 à 2001). Ce mode de soutien semble approprié à la fois au régime de monopole, car les entreprises en place soumises à l'obligation d'achat et payant la subvention aux producteurs en ENR-E sont soucieuses de limiter leur coût d'appui et de limiter les rentes laissées aux producteurs-investisseurs, comme c'était le cas en France, et au régime de concurrence car le mode de sélection des projets est concurrentiel et incitatif à l'efficacité.

En termes d'efficacité économique et d'effets redistributifs, le mode de défini-

tion du prix au prix d'enchère (*pay as bid*) limite la rente des producteurs disposant de ressources à très bas coût. Le mode de sélection concurrentiel tire les prix vers les coûts des projets. Par rapport au dispositif des tarifs d'achat garantis il offre la possibilité de contrôler le volume annuel des subventions allouées à la production d'électricité renouvelable en procédant par quotas successifs et en fixant le paiement au prix offert. Il serait donc plus efficace socialement que le précédent, ce qui assure son acceptabilité par les régulateurs et les opérateurs soumis à l'obligation d'achat en régime concurrentiel. Le système incite logiquement à la baisse des coûts et à l'incorporation d'innovation, mais il est contraint par le niveau de rentabilité limité que permet ce dispositif en situation d'apprentissage. Dans le cas de l'éolien, des niveaux de prix sensiblement plus bas ont été obtenus par les systèmes d'enchères (4-5 c€/kWh) par rapport au système des tarifs d'achat (de 7 à 9 c€/kWh) ce qui s'est traduit par des taux de rentabilité estimés de 8 à 12 % pour les projets retenus en enchères concurrentielles contre 10 à 15 % pour les tarifs d'achat garantis. Le dispositif du tarif d'achat est clairement plus favorable à la prise de risque technologique, à l'exploitation des effets d'apprentissage et à l'installation d'une industrie d'équipement car il permet de répartir les coûts d'apprentissage entre acheteur et vendeur d'équipement et de capitaliser sur des commandes plus nombreuses. On peut noter ainsi que le système britannique du NFFO n'a en aucune façon permis le développement d'une industrie de fourniture d'équipements ENR (aérogénérateurs, unités biogaz, etc.) alors que les premiers appels d'offre datent de 1991 et 1992, moment où la technologie est au début de son cycle de vie et où une industrie aurait pu se construire comme

TABLEAU I
Diffusion des tarifs d'électricité verte en Europe en 2001

	Allemagne	Royaume-Uni	Pays-Bas	Suisse	Finlande
Nombre d'offres	136	14	14	101	20
Nombre d'acheteurs	280 000	20 000	680 000*	27 000	3 000
* soit 13 % des consommateurs					
Source : Wustenhagen, 2002					

en Allemagne ou au Danemark à la même époque.

En termes d'efficacité environnementale, en nous plaçant du point de vue du candidat investisseur, le dispositif offre d'importantes garanties par la stabilité du prix et l'obligation d'enlèvement, une fois le projet sélectionné et réalisé. Du côté de l'autorité publique il donne aussi une bonne capacité de pilotage permettant de mener une politique volontariste par les quantités mises successivement aux enchères. Mais deux éléments ont joué en sens inverse. D'abord les gouvernements qui ont choisi ce dispositif avaient plutôt le souci de contrôler le coût global de la politique et ont introduit un élément important d'incertitude peu propice aux apprentissages en n'annonçant pas à l'avance les dates successives d'appel d'offre et en restant flou sur la cible à atteindre à horizon de dix à quinze ans. Ensuite, du côté des candidats à l'investissement, le dispositif introduit des perspectives de rentabilité modeste alors qu'il y a à la fois un risque important sur les potentiels de ressource et la technologie naissante, et des coûts de transaction élevés que l'on retrouve à moindre niveau dans les autres dispositifs. Ils concernent le coût de préparation des avant-projets en vue de la sélection et les coûts administratifs de mise sur pied des projets sélectionnés ; les coûts unitaires bénéficient peu des effets de taille alors que les projets ont un risque de l'échec élevé lors des enchères et après sélection lors de leur mise en œuvre. Aussi la faible attractivité des niveaux de prix, les coûts de transaction, puis les barrières politiques et administratives après sélection, ont logiquement conduit à des capacités installées très inférieures à celles obtenues avec les dispositifs de tarifs d'achat. Les capacités installées en éolien fin 2000 dans les trois pays qui avaient adopté le système ne représente que le neuvième de celles installées dans les trois principaux pays à tarif d'achat (Allemagne, Espagne, Danemark) (cf. tableau II). C'est la raison pour laquelle, quand des objectifs gouvernementaux plus ambitieux sont affirmés, d'autres dispositifs lui sont préférés, comme en France en 2001.

Concernant enfin *l'adéquation de ce dispositif à l'environnement concurrentiel*, il suffit de compenser les fournisseurs soumis à l'obligation d'achat sur une base équitable par un fonds abondé par une taxe spéciale sur les consommations (cas du *fossil fuel levy* en Grande-Bretagne). On notera toutefois que le problème de déterritorialisation de la vente se pose de la même façon qu'avec le dispositif des tarifs d'achat puisqu'il devient impossible d'imposer l'obligation d'achat aux fournisseurs lorsque *l'unbundling* complet sépare la propriété des activités de vente de celle des réseaux de distribution.

En conclusion, le système d'enchères présente de bonnes incitations à l'efficacité statique mais la logique concurrentielle a des contre-effets liés à la forte compression des marges et à l'introduction d'importants coûts de transaction. Le système n'est toutefois pas abandonné puisqu'il ressort en Irlande, en France pour l'éolien *off-shore*, ainsi qu'en Italie et en Grande-Bretagne, pour compléter les dispositifs existants.

Efficacité du système de quotas échangeables et adéquation à la concurrence

Avec ce dispositif pour lequel le retour d'expérience est encore réduit puisqu'il n'est en œuvre en Europe que depuis mi-2002, en Grande-Bretagne, en Belgique et en Italie (3), on sortirait de

la logique coûteuse d'une action volontaire par les prix, pour un pilotage par les quantités articulé à un mécanisme de flexibilité, les certificats verts échangeables (Schaeffer et al., 2000 ; Voogt et al., 2000 ; IEA, 2001). Le pilotage est assuré par l'imposition de quotas croissants de production d'électricité renouvelable à des acteurs précis (en général, fournisseurs ou distributeurs).

En termes de compatibilité avec le régime concurrentiel, ce dispositif est le mieux placé pour deux raisons. En premier lieu le quota national d'électricité renouvelable est reporté de façon équitable sur tous les acteurs en concurrence. De ce fait, il n'est pas nécessaire de prévoir un mécanisme de financement spécifique pour les compenser du coût du respect de leur obligation. En second lieu le dispositif s'emboîte parfaitement dans celui du marché électrique. Le principe est que la production renouvelable est valorisée de deux manières distinctes, la vente ordinaire d'électricité sur le réseau au prix du marché spot et la vente de certificats par les producteurs aux acteurs soumis aux quotas de production. La vente des certificats agit donc comme une prime à la production d'électricité verte dans le respect du jeu concurrentiel entre participants au marché électrique. Par ailleurs, le mécanisme de soutien n'est plus déconnecté de l'évolution des prix de l'électricité, comme

(3) Il faut, pour ce faire, que les conditions d'accès au réseau et en particulier celles de raccordement soient alignées sur les conditions habituelles standardisées de raccordement technique pour limiter les discriminations et les coûts de négociation.

TABLEAU II
Comparaison de l'impact des deux dispositifs à la date d'abandon du dispositif d'enchères

Incitations	Pays	Capacité fin 2000	Addition en 2000
Enchères	Royaume-Uni	409	53
	Irlande	118	45
	France	79	56
	TOTAL	606	154
Prix d'achat garantis	Allemagne	6 113	1 668
	Danemark	2 402	872
	Espagne	2 297	555
	TOTAL	10 812	3 095

Source : WindPower Monthly, The Windindicator (<http://www.wpm.co.nz>), mai 2001.

c'était le cas avec les enchères concurrentielles ou les prix garantis, puisque les ventes d'électricité physique à base d'ENR s'effectuent cette fois sur le marché de gros.

Si le dispositif est séduisant sur le plan théorique, sa mise en œuvre soulève de nombreuses difficultés, tout d'abord parce que ce dispositif est très demandeur en termes de règles et de régulation, ensuite parce que ses promoteurs ignorent largement les dimensions de risque et de coûts de transaction associés. Pour fonctionner, il nécessite en effet un ensemble de règles et d'institutions qui vont consolider son fonctionnement :

- la désignation claire des agents soumis aux quotas d'électricité verte (généralement les fournisseurs ou distributeurs revendeurs ou bien, comme en Italie, les producteurs et importateurs) ;
- la désignation des installations éligibles (toutes les unités de production utilisant des sources renouvelables ou seulement une partie d'entre elles - faut-il exclure la grande hydraulique et l'incinération des déchets, les installa-

tions déjà amorties ou situées dans des pays étrangers ?) ;

- l'instauration d'une pénalité pour non-respect des quotas qui constituera un prix-plafond pour les certificats en cas de tensions sur le marché.

On soulignera que le niveau de l'objectif et celui de la pénalité doivent être définis avec soin. L'objectif quantitatif formalisé dans des quotas progressifs ne doit pas être trop ambitieux et conduire à des coûts marginaux de production trop élevés et un prix du certificat vert excessif. A l'inverse, le niveau de la pénalité ne doit pas être inférieur au prix du marché anticipé sous peine de voir le système s'effondrer. Si l'objectif est élevé et la pénalité bien plus basse que le coût marginal, il est clair que les mandatés adopteront une stratégie de fuite.

Il importe de ne pas perdre de vue les caractères distinctifs de ce dispositif pour les principaux acteurs concernés. L'obligation imposée aux fournisseurs, d'un côté, et l'incertitude sur les prix et les coûts de transaction pour ceux-ci, les producteurs-investisseurs et leurs prêteurs de l'autre, conduit de fait à

adopter d'autres formes d'organisation que les transactions sur le marché de certificats verts pour encadrer la réalisation des nouvelles capacités de production. Tandis qu'avec les autres dispositifs les investisseurs avaient un contrat long à prix et enlèvements garantis par l'autorité publique avec des opérateurs soumis à l'obligation d'achat, ici les opérateurs soumis aux quotas qui ne sont pas au départ des producteurs ENR ont le choix entre trois solutions pour les respecter :

- construire et produire eux-mêmes la quantité voulue d'électricité renouvelable ;
- négocier des contrats de long terme avec des producteurs spécialisés qui seront incités à investir ;
- ou acheter chaque année des certificats correspondant à une quantité donnée d'électricité renouvelable.

On verra que, dès que les fournisseurs atteignent une taille suffisante, les risques encourus les conduisent à privilégier la première et la seconde option. Seules les fournisseurs marginaux soumis aux quotas recourent au marché de certificats, quand ils ne se contentent

TABLEAU III
Les modes opératoires des systèmes de quotas échangeables en Europe

	Royaume-Uni	Italie	Belgique	Danemark (Mise en œuvre reportée)
Objectif	10,4 % en 2011	2 % en 2002 et + 1 % par an ensuite	Flandres : 5 % en 2005 Wallonie : 12 % en 2010	20 % en 2003 et 50 % en 2030
Opérateurs mandatés	Distributeurs	Producteurs et importateurs	Flandres : distributeurs Wallonie : distributeurs	Consommateurs
Sources éligibles	Unités construites après 1990	Unités construites après 1999 Grande hydraulique après 2002	Flandres : déchets exclus Wallonie : cogénération	Grande hydraulique et déchets exclus
Pénalité et prix plafonds	5c€/kWh	Prix de pénalité si <i>borrowing</i> Prix plafond de 6c€/kWh	Flandres : 12c€/kWh Wallonie : 10c€/kWh	Prix plafond : 3,6c€/kWh
Validité du CV et <i>banking</i>	Banking : oui	Validité CV: 1an	Validité CV: 5ans	
Echange international	Non	Possible si CV compatibles	Flandres : non Wallonie : non	Oui (condition de réciprocité)
Entrée en vigueur	1.4.2002	1.1.2001	Flandres : 1.7.2002 Wallonie : 1.10.2002	Mise en œuvre suspendue
Note : CV = certificats verts.				
Le système britannique du « <i>Renewable Obligation Certificate System</i> » (ROCS) a remplacé aujourd'hui le mécanisme d'enchères concurrentielles (NFFO) lancé en 1990 pour soutenir le nucléaire et les énergies renouvelables. L'obligation porte sur les fournisseurs d'électricité (<i>suppliers</i>) qui doivent justifier d'un pourcentage minimum d'électricité renouvelable dans leurs ventes totales. Le quota a été fixé à 3 % en mars 2003 et doit atteindre 10,4 % des ventes en 2011 (DTI, 2002). Pour satisfaire à cette obligation, les fournisseurs ont la possibilité d'acheter de l'électricité verte ou des certificats à un producteur accrédité. Ils peuvent également s'acquitter du <i>buy-out price</i> , une pénalité en cas de non respect du quota (5c€/kWh). Seules les installations renouvelables mises en service après 1990 bénéficient de certificats. On notera aussi que le passage du dispositif NFFO au nouveau ROCS a nécessité le transfert de tous les contrats antérieurs à une agence (la NFPA). C'est donc à elle que s'adressent en 2002 et 2003 les fournisseurs pour acheter l'électricité verte et les certificats associés le temps de construire leurs équipements ENR qui démarreront en 2004 et 2005.				

pas du paiement de la pénalité libératoire.

En termes d'efficacité environnementale, le pilotage fin de la définition des quotas croissants et du niveau de la pénalité doit permettre d'atteindre les objectifs ambitieux d'installation que se fixerait un gouvernement. On notera que le comportement des agents soumis au quotas vis-à-vis de la pénalité libératoire peut mettre en question le respect de l'objectif si beaucoup choisissent de fuir l'obligation de cette façon. C'est ce que pourrait suggérer la première année de fonctionnement du système britannique où la moitié des 38 fournisseurs ont choisi de satisfaire la totalité de leurs quotas en recourant en partie au marché des certificats. On notera également le besoin de renforcement continu des quotas pour limiter le risque de chute du prix du certificat à long terme et attirer les investisseurs : la stagnation du quota après une échéance à dix ans ou même un réajustement à la baisse, par exemple, peut faire craindre une surproduction à cette échéance et donc à un effondrement du prix du certificat (comme c'était le cas en Grande-Bretagne où il n'était pas initialement prévu d'aller au-delà de 10,4 % après 2011). On notera également l'importance de la stabilité des règles de certification des technologies, un changement sur une technique (la co-combustion déchets-fuels classiques par exemple) pouvant accroître brusquement le nombre de certificats disponibles.

En termes d'efficacité économique, le système des quotas présente en théorie deux avantages. En premier lieu il présente une incitation à la baisse des coûts pour les nouveaux projets par la pression permanente due à la concurrence des fournisseurs d'électricité qui sont soumis aux quotas de production d'ENR-E sans refinancement de leurs dépenses par un fonds public. En second lieu le mécanisme d'échange de certificats verts joue dans le sens de l'efficacité économique en incitant à utiliser les technologies les plus performantes sur le plan économique et à exploiter en priorité les ressources disponibles à moindre coût. C'est la raison pour laquelle un système d'échange de certificats prendrait tout son sens économique à l'échelle communautai-

re dans le cadre des objectifs volontaires définis par la directive de 2001. Il entraînerait une allocation optimale des efforts entre les Etats membres et conduirait à exploiter en priorité les ressources à moindre coût, ce qui limiterait le coût global de réalisation des objectifs européens.

Mais la théorie économique pointe également les difficultés de l'usage d'un instrument-quantité. En méconnaissance de la courbe de coût marginal et de dommage marginal évité, il peut s'avérer coûteux pour la collectivité. Les reproches faits précédemment au système des tarifs d'achat peuvent se retourner symétriquement sur ce dispositif. Ainsi, en Grande-Bretagne, les objectifs de 10,4 % du système de quotas en 2011 sont critiqués comme ayant un coût marginal qui dépasse largement le prix du permis de CO₂ : ce coût marginal nécessiterait un *premium* de prix estimé à 45 à 60 €/MWh qui correspondrait à 450 €/tC à opposer à 40 €/tC sur un marché hypothétique de permis en 2010 (Newbery, 2003). Ceci conduit à considérer l'avantage théorique du système des quotas par rapport aux tarifs d'achat comme étant réduit à l'intérêt économique de ne pas créer de rente du côté des producteurs ENR-E et d'inciter les fournisseurs soumis aux quotas à choisir les solutions technologiques les moins coûteuses.

Trois difficultés pratiques peu mises en avant

Le système de quotas échangeables présente aussi trois difficultés pratiques qui sont peu mises en avant et qui diminuent la portée économique de l'instrument et sa singularité par rapport aux autres dispositifs (Menanteau, Finon, Lamy, 2003).

En premier lieu, il apparaît bien moins adapté que les prix garantis et le systèmes d'enchères pour soutenir des filières technologiques encore partiellement immatures qui peuvent être traitées séparément. Il doit donc être réservé à des filières ayant déjà atteint une certaine maturité économique, ce qui signifie qu'il faut recourir au dispositif de prix d'achat garantis ou au systèmes d'enchères pour les technologies

émergentes dont la dynamique d'apprentissage doit être soutenue.

En deuxième lieu, contrairement aux deux dispositifs précédents, le dispositif des quotas amplifie la difficulté de valorisation de l'électricité ENR-E à apports aléatoires en reportant le coût de l'intermittence sur le producteur. Les systèmes de prix garantis et d'appels d'offre vont de pair avec une obligation de reprise et une injection prioritaire de la production intermittente sur le réseau. Ces deux caractéristiques conduisent à placer sur l'acheteur les surcoûts de l'ajustement, car c'est lui et non pas le producteur qui doit compenser lui-même l'aléa de la fourniture en temps réel, ce qui constitue une forme d'aide. Avec le système des quotas échangeables, les producteurs vendent les kWh produits aux conditions du marché de gros. Comme les autres producteurs, ils assument le coût de l'aléa en devant payer le gestionnaire de réseau qui gère l'équilibrage à partir des offres faites sur le sous-marché d'ajustement ; ils doivent le payer selon les règles du marché pour les coûts d'ajustement lié au déficit ou au surplus de production par rapport aux quantités qu'ils ont annoncées avant la clôture du marché quelques heures avant la réalisation effective (la *gate closure*). C'est le cas en Grande-Bretagne où en 2002 on estimait à 7,5 €/MWh la pénalité payée en moyenne par les productions intermittentes (PIU, 2002), niveau considéré comme dissuasif et ne reflétant pas la réalité des coûts estimés en moyenne à 3 €/MWh (Milborrow, 2001). Toutefois la politique nationale en faveur des ENR peut conduire à des aménagements particuliers des règles de marché pour les renouvelables. Ainsi, au Danemark, le gestionnaire de réseau de chaque zone est l'acheteur obligé de toute l'électricité ENR avant de la revendre aux agents sur lesquels portent les obligations d'achat. Ceci permet de mutualiser les coûts des ajustements concomitants avant de les répartir sur tous les acheteurs finaux d'électricité verte pour un coût de l'ordre de 3 €/MWh environ (Holtinen, 2002) (4).

(4) Aux Etats-Unis, d'où est partie la réflexion sur ce dispositif, une dizaine d'Etats ont adopté le système équivalent des *Renewables Portfolio Standards*, en prévoyant le plus souvent un mécanisme d'échanges. Des provinces australiennes l'ont également fait.

En troisième lieu, en se focalisant sur le marché de certificats verts, les promoteurs de ce dispositif ont sous-estimé très largement la nécessité de sécurité contractuelle des investisseurs en ENR-E et de leurs prêteurs pour assurer le financement et la rentabilité de leurs investissements. Dans les faits, les agents soumis aux quotas cherchent à développer eux-mêmes des équipements de production d'électricité renouvelable via une filiale spécialisée, ou à passer des contrats de long terme à prix stable avec des fournisseurs d'électricité renouvelable pour se garantir contre des fluctuations trop importantes des prix des certificats et de l'électricité grise. De même, du côté des producteurs-investisseurs, on imagine difficilement des stratégies d'investissement basées sur la seule vente de certificats ; la recherche de contrats longs, là aussi, est nécessaire pour assurer le financement des projets. On observe ainsi qu'au Texas, malgré la possibilité offerte d'échanger des certificats, tous les distributeurs-fournisseurs sur lesquels portent l'obligation ont pour le moment choisi de négocier des contrats bilatéraux de long terme (10 à 25 ans) pour atteindre leurs quotas d'électricité renouvelable en acquérant les certificats par les livraisons d'électricité verte (Langniss et Wiser, 2003). En Grande-Bretagne où, depuis la mise en œuvre du ROCS à la mi-2002, les mises en service n'ont redémarré qu'en 2004 (470 MW attendus en éolien), les investissements s'effectuent directement par des filiales ENR des six grands fournisseurs (5).

Dans cette logique de réduction de risque par l'intégration verticale ou le passage de contrats de long terme à prix fixes, si le dispositif démarre de rien, le marché des certificats restera étroit et peu liquide. Il sera soumis à une forte volatilité qui est peu susceptible de permettre la révélation d'un prix qui serve de référence pour les contrats de long terme. En plus du risque sur le prix du certificat, le producteur-investisseur fera face à l'incertitude sur le prix de l'électricité et, indirectement, à celle du prix du gaz qui influence le risque précédent. Les prix des contrats de long terme sont actuellement déterminés de façon indépendante du marché de cer-

tificats en se référant aux coûts des unités à construire. Cette réalité des modes d'organisation émergents n'est donc pas très éloignée de celle résultant des autres dispositifs. Le type de concurrence principal sera voisin de celui du dispositif d'enchères. Au bout du compte, on a un système fondé sur un instrument-quantité qui introduit un risque fondamental et qui conduit directement à opérer en intégration verticale ou en contrat de long terme pour limiter les coûts de gestion du risque (Mitchell et Connors, 2004).

Enfin, alors qu'une des grandes vocations du système des quotas échangeables vise à déboucher sur la création d'un marché européen de certificats verts permettant la recherche d'économies entre pays dans la réalisation d'un objectif commun d'électricité renouvelables, cette intégration rencontrera plusieurs obstacles importants à sa réalisation.

Harmonisation des règles et homogénéisation des mécanismes

Comme il a été mentionné, ce système est très demandeur en termes de règles pour fonctionner. Si l'adoption générale de ce dispositif est décidée dans l'Union européenne, non seulement l'ensemble des règles (type de production éligible, type et durée du certificat, encadrement du marché, etc.) doivent être harmonisées, mais l'ensemble des mécanismes d'aide entre les pays participants doit aussi être homogénéisé. Un pays qui maintiendrait des systèmes d'aide complémentaires à l'instauration d'un marché de certificats, subventions à l'investissement ou prix d'achat garantis par exemple, créerait une baisse de coût artificielle entraînant des distorsions de concurrence.

Ce système est aussi demandeur en termes d'harmonisation de son environnement de marché, c'est-à-dire d'intégration et d'harmonisation des marchés électriques. C'est un postulat faux des défenseurs du dispositif des quotas échangeables que de se référer à un marché électrique européen intégré où le prix de gros serait unique. En supposant qu'une harmonisation des règles

sur les marchés certificats verts soit réalisée, on ne pourra pas éviter des distorsions dans la formation du prix des certificats entre Etats membres du fait de l'absence d'intégration de chaque marché électrique avec les autres et de l'hétérogénéité des prix de gros qui en résultent (6). Cela va jusque dans le détail des marchés d'ajustement dont on vient de voir l'importance pour certaines ENR-E à apports intermittents. Si l'on ignore cette condition parallèle d'intégration des marchés d'électricité grise et qu'on laisse les échanges s'effectuer (comme c'est le cas aux Etats-Unis entre les quelques Etats qui ont des dispositifs de *Renewables Portfolio Standards*), cela conduira à surexploiter des ressources dans des pays où les prix de l'électricité sont plus élevés et donc le prix du certificat plus bas que ce qu'il devrait être en situation d'intégration des marchés électriques.

On ajoutera qu'à la place d'une convergence vers le système des quotas échangeables, la recherche d'efficacité globale au niveau de l'Union peut être obtenue par l'adoption de quotas différenciés entre pays qui reflètent les différences de potentiels d'offre d'ENR-E. C'est ainsi qu'ont été définis les objectifs volontaires de développement des ENR dans la directive 2001. Ce serait un substitut efficace à la prétention de développer coûte que coûte le même système des quotas échangeables entre pays qui contraindrait les pays réticents à abandonner les dispositifs existants.

Les motivations à l'adoption du dispositif des quotas échangeables ont forcément évolué depuis l'engouement d'il y a cinq ans. Dans les pays où il a été adopté, il conduira sans aucun doute à des installations de capacité puisqu'il est fondé sur une obligation et des mécanismes de sanction, mais cela devrait se faire avec un recours margi-

(5) Une autre façon de diminuer la pénalité que supporte le kWh en production intermittente est d'ajuster les règles du marché en réduisant le délai entre la clôture du marché et la réalisation physique pour améliorer la prévisibilité de la production à l'échéance de la notification : en Grande-Bretagne le délai est passé de 3,5 heures à 1 heure en juillet 2002.

(6) Selon l'enquête conduite par LEK Consulting auprès des acteurs du marché de l'électricité en Grande-Bretagne, tous les grands fournisseurs d'électricité ont des projets pour investir dans des centrales éoliennes au cours des prochaines années (LEK Consulting, 2004).

nal aux échanges de certificats. Cette réalité moins séduisante explique les hésitations ou le recul d'un certain nombre de pays comme les Pays-Bas, le Danemark, l'Autriche qui a limité le dispositif à l'hydraulique, sachant que les coûts de mise en place et de contrôle d'un tel système sont élevés.

Miroir aux alouettes ?

Face à des choix gouvernementaux qui demeurent fondamentalement politiques pour accélérer le déploiement de ENR-E, il n'apparaît pas d'arguments déterminants en faveur du système des quotas échangeables par rapport aux autres dispositifs dans le futur. Pour ceux qui défendent conjointement la libéralisation des marchés électriques et le développement des politiques publiques respectueuses de l'environnement, le paradigme du marché semble avoir créé et entretenu la fascination pour les dispositifs à base d'échanges marchands. Le marché de certificats verts et le mythe de l'intégration des marchés européens ont fonctionné un peu comme miroir aux alouettes pour disqualifier les autres dispositifs. Les tenants du système des quotas échangeables ne doivent pas oublier plusieurs points : l'importance des règles dans le fonctionnement de ce dispositif, la création de risque et d'incertitude pour les fournisseurs soumis aux quotas, les investisseurs et les prêteurs. Il semble ainsi qu'on revienne dans ce système au choix de contrats de long terme comme dans les autres dispositifs et qu'on recourt largement à l'intégration verticale. Seul l'avenir pourra dire si le marché des certificats verts peut servir à accompagner le développement de nouvelles capacités. De plus, on aura des coûts significatifs pour les opérateurs soumis aux quotas, qui sont voisins de ceux auxquels sont

soumis les opérateurs engagés dans le système d'enchères concurrentielles. Enfin, on aura sans doute jamais de marché cohérent et intégré de certificats, car les marchés électriques eux-mêmes auront du mal à être intégrés. On remarque aussi que les trois dispositifs peuvent s'adapter au régime concurrentiel. Il s'agit d'intervenir dans le respect de la concurrence entre opérateurs en les soumettant à l'obligation d'achat ou aux quotas. Seul l'éclatement total des structures industrielles en aval complique l'affectation de l'obligation d'achat dans le cas des dispositifs des tarifs d'achat et celui des enchères. Mais bien des pays resteront en-deçà de ce modèle éclaté. Le coût collectif plus élevé d'un dispositif par rapport aux autres reste le principal argument pour décider de son abandon au profit d'un autre. C'est probablement ce qui peut décider un gouvernement de passer des tarifs d'achat aux quotas échangeables. ●

Références

- Holtinen, H., Nielsen, T.S., and Giebel, G., «Wind energy in the liberalised market – forecast errors in a day-ahead market compared to a more flexible market mechanism», *Second International Symposium on Distributed Generation : Power System and Market Aspects*, Stockholm, oct. 2002. IEA (International Energy Agency), 2003, *Creating Markets for Energy Technologies*, Paris.
- Langniss O., Wiser R., 2003, «*The Renewable Portfolio Standard in Texas : an early assessment*», *Energy Policy*, Vol 31, Issue 6, p 527-535.
- Menanteau P., Finon D. et Lamy M-L , 2002, «Prix garantis, enchères concurrentielles ou certificats verts : quels instruments d'incitation au développement des renouvelables ? », *Energy Policy*, vol.32, Issue 8, juin 2002.
- Menanteau P., Finon D. et Lamy M-L , 2003, «Les marchés de certificats verts pour la promotion des énergies renouvelables : entre efficacité allocative et efficacité dynamique», *Economie et Sociétés*, série «Economie de l'Énergie», n°9, 2-3/2003, p.381-400
- Menanteau P. et Finon D., 2004, «Coûts et prix de l'intermittence des énergies renouvelables dans les marchés électriques libéralisés». *Revue de l'énergie*, 55 (554), pp. 79-89.

Milborrow, D., 2001, *Penalties for intermittent sources of energy*, Working Paper for the PIU Energy Review,

Mitchell C., Connor P., 2004, "Renewable energy policy in the UK 1990-2003", *Energy Policy*, Vol 32, Issue 17.

Newbery, D., 2003, *Government intervention in energy markets*, 2003 BIEE conference, 09.25.2003

Schaeffer, G.J., Boots, M.G., Mitchell, C., Anderson, T., Timpe, C. and Cames, M., 2000, *Options for design of tradable green certificate systems*, Report ECN-C—00-032, Petten, The Netherlands.

Voogt, M., Boots, M.G., Schaeffer, G.J and Martens, J.W, 2000, «*Renewable electricity in a liberalised market : the concept of green certificates*», *Energy and Environment*, 11(1)

Wustehagen, P., 2002, «International development in green electricity markets», Presentation to the Colloquium «*Energy efficiency and consumer preferences*» (Aukrug, Schleswig-Holstein, 24-26 October).

(7) L'hétérogénéité des prix de gros entre les marchés électriques dans l'Union européenne résulte de l'existence de contraintes techniques aux interconnexions qui isolent certains marchés des autres et des situations différentes de capacité. Les prix de gros dans les «péninsules électriques» sans surcapacité (Espagne et Italie) sont ainsi plus élevés 40 à 55 €/MWh, et devraient le rester, que sur les marchés en surcapacité de la plaque continentale, de Grande-Bretagne et de Scandinavie (autour de 30 €/MWh) .