

L'évolution du marché du CO₂ en Europe au regard des enjeux du secteur électrique (*)

Les choix technologiques à venir du secteur électrique, en Europe et dans le reste du monde, peuvent contribuer à un développement durable intégrant la lutte contre le changement climatique. La réalisation de ces choix doit pouvoir reposer sur des politiques publiques cohérentes et crédibles, au niveau européen comme au niveau mondial.

par Jean-Paul BOUTTES, François DASSA, Jean-Michel TROCHET (**)

Les investissements que devra réaliser le secteur électrique européen dans les décennies à venir sont considérables, tant du côté de l'offre (pour remplacer le parc de production âgé) que du côté de la demande (pour améliorer l'efficacité énergétique des usages). Cette nécessité offre à l'Europe une réelle opportunité de réduire les émissions de CO₂ du secteur à l'horizon 2030, et de les diviser par quatre à l'horizon 2050 (par rapport à 1990). Le défi peut être relevé, à un coût économique maîtrisé allant de pair avec un engagement à moyen terme, en matière de politique climatique, des autres grands contributeurs d'émissions de gaz à effet de serre du reste du monde.

L'incitation à l'investissement dans ce secteur exige cependant, en Europe, des politiques publiques claires, crédibles dans la durée. Leur mise en œuvre requiert des instruments complémentaires entre eux, à appliquer de façon cohérente – « le diable est dans les détails » –, qu'il s'agisse d'instruments de marché du CO₂, comme le Système Européen d'Echanges de Quotas d'émissions de CO₂ (SEEQ) en place depuis 2005, d'instruments fiscaux, ou encore de la réglementation thermique des bâtiments.

Le SEEQ devrait notamment jouer un rôle clé pour le secteur électrique, en incitant les acteurs à investir massivement dans les technologies de production les moins émettrices de CO₂. A cet égard, les règles initiales du SEEQ ont été décevantes, mais on peut les corriger ; le projet de réforme du marché, actuellement débattu, présente des éléments qui vont dans le bon sens, au sein de l'Europe.

Enjeux et opportunités de réduction des émissions de CO₂ du secteur électrique en Europe

Le paysage énergétique européen est, aujourd'hui, fondamentalement différent de ce qu'il était dans les années 90, époque où les premières négociations

internationales de lutte contre le changement climatique ont été engagées. Durant les années 90, le prix du gaz naturel était bas, certains pays d'Europe disposaient de capacités de production d'électricité sous-utilisées, et la palette des scénarios « admissibles » d'émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 paraissait moins contraignante que les scénarios débattus en décembre 2007, à Bali.

Aujourd'hui, les capacités de production d'électricité sont pleinement utilisées et des besoins d'investissement en nouveaux moyens de production se font sentir dans pratiquement tous les Etats de l'Union européenne (UE). Selon le scénario de référence de l'Agence Internationale de l'Energie (intitulé World Energy Outlook 2006), l'UE doit mettre en service environ 900 GW de capacités de production d'ici 2030, en majeure partie pour remplacer les centrales âgées du parc existant, soit un ordre de grandeur analogue à celui de la Chine sur le même horizon de temps (1 300 GW, selon un rapport plus récent de l'Agence internationale de l'énergie – AIE).

Les tendances actuelles du prix du gaz naturel, à des niveaux trois fois supérieurs à ceux des années 90, ont entamé la compétitivité des cycles combinés à gaz. Ces centrales restent un moyen de référence en développement, mais le Livre vert européen de 2006 sur la sécurité d'approvisionnement montre qu'elles ont perdu le statut de technologie « miracle » de production d'électricité dont elles jouissaient, seulement dix ans auparavant, auprès des investisseurs et dans les modèles de prospective énergétique mondiale. La politique climatique, la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité économique représentent les trois défis majeurs que l'Europe doit affronter, aujourd'hui, en matière d'énergie : malgré un accroissement ambitieux des énergies renouvelables dans le mix électrique européen, les projections du Livre vert mettent en évidence un doublement de la dépendance de l'Europe à l'égard de ses importations de gaz (à l'horizon

zon 2030) et un accroissement des émissions de CO₂ du secteur électrique atteignant 10 %. La stratégie européenne de ces derniers mois en matière d'énergie et de climat témoigne largement de la prise de conscience de ces défis, comme le montrent le « Paquet Energie » du début 2007, les conclusions du Conseil européen des 8 et 9 mars 2007, l'annonce faite par la Commission le 23 janvier 2008, ainsi que le projet (en cours) de réforme du marché européen du CO₂.

Le secteur électrique devrait ici apporter une « bonne nouvelle ». Les besoins massifs d'investissement dans le renouvellement du parc de production existant offrent, en effet, à l'Europe une opportunité de réduire ses émissions de CO₂ à l'horizon 2030, et de les diviser par 4, à l'horizon 2050. Une telle trajectoire est possible en utilisant dès aujourd'hui les meilleures technologies disponibles pour a) accroître la maîtrise de la demande (efficacité énergétique accrue des usages, isolation et moyens de réduction des besoins de chauffage des bâtiments...) et b) modifier la structure de l'offre d'électricité en faveur des moyens non-émetteurs de CO₂ – nucléaire, hydraulique et autres énergies renouvelables – notamment des nouvelles générations de centrales gaz et charbon, moins émettrices que les centrales existantes, du fait de leur meilleur rendement. Avec ces technologies, le secteur électrique européen pourrait obtenir, d'ici 2030, un niveau d'émissions inférieur à celui de 1990 : le scénario « politique alternative » de l'AIE, publié en novembre 2007, décrit un niveau d'émissions inférieur de 35 % (en 2030, à celui de 1990), grâce à une croissance de la demande en électricité limitée à 0,6 % par an, à la forte décroissance du rôle des centrales charbon dans l'offre, qui passe de 31 % à 12 % entre 2005 et 2030, à la stagnation de la part des centrales gaz et fioul autour des 25 %, ainsi qu'à la part des sources sans CO₂ (nucléaire et renouvelables), qui, de 44 % en 2005, passe à 62 % en 2030.

L'intégration ultérieure de nouvelles technologies, devenues matures sur les plans industriel et commercial, permettrait de diviser par 4 les émissions en 2050 (toujours par rapport à 1990) : on pense notamment au charbon avec captage et stockage du CO₂, au nucléaire de génération 4 et à la future génération de panneaux photovoltaïques.

Quels sont les instruments de politiques publiques qui encourageront, et accompagneront, ce redéploiement des technologies ?

Nous verrons, en première partie de cet article, que le marché européen du CO₂ devrait jouer un rôle clé, à condition toutefois de le transformer en un mécanisme qui incite réellement les acteurs à investir massivement dans les technologies disponibles les moins émettrices.

En seconde partie, nous examinerons l'importance, pour une politique climatique efficace, d'une mise en œuvre, conjointe et cohérente, de plusieurs intru-

ments économiques et réglementaires, parfois opposés – à tort – au marché du CO₂.

Nous concluons notre propos en replaçant le marché européen du CO₂ dans une perspective internationale et plurisectorielle.

Améliorer les règles du SEEQ pour favoriser le déploiement des technologies matures et non-émettrices de CO₂

La fonction majeure d'un marché du CO₂ pour l'électricité est d'inciter les acteurs, via des signaux de prix appropriés, à investir dans les meilleures technologies disponibles qui n'émettent que peu (voire pas du tout) de CO₂. Le SEEQ n'a pas vraiment joué ce rôle jusqu'à présent. Il est néanmoins possible de remédier à ce défaut sur la base (i) d'un examen des moyens de réduction possible des émissions de CO₂ dans le secteur électrique, (ii) de l'identification des défauts majeurs du « design » actuel du SEEQ et, enfin (iii), des enseignements tirés des réussites du marché des permis d'émissions (le SO₂, aux Etats-Unis).

(i) Le secteur électrique présente un potentiel de réduction des émissions limité, en ce qui concerne les installations déjà construites et actuellement exploitées en Europe. L'accroissement possible de l'efficacité thermique des centrales est minime. Il en va de même du potentiel de développement des interconnexions et d'accroissement des échanges entre zones européennes aux niveaux d'émission très différents entre elles, c'est-à-dire entre les régions où la production d'électricité est majoritairement nucléaire ou hydraulique et celles dont la production est majoritairement due au charbon.

Le vrai potentiel de réduction réside dans la construction de centrales peu ou non émettrices, avec les technologies disponibles aujourd'hui.

Il faut entre 2 et 6 ans pour construire de nouveaux équipements, dont la durée de vie varie entre 20 et 60 ans (centrales à charbon pulvérisé « supercritique », cycle combiné à gaz, nucléaire de « génération 3 » [dont fait partie l'EPR], éolien, etc.).

Les émissions spécifiques associées à l'exploitation de chaque technologie sont particulièrement contrastées : 1 tonne de CO₂ par MWh, en moyenne, sur le parc de centrales charbon actuellement exploité en Europe ; 0,8 t pour une nouvelle centrale charbon supercritique, 0,4 t pour un cycle combiné à gaz et pratiquement 0 t pour le nucléaire, l'éolien et l'hydro-électricité. Au vu de ces valeurs et des constantes de temps évoquées, on devine qu'un marché du CO₂ peut impacter significativement l'intérêt économique relatif des investissements dans ces diverses technologies. Cela suppose que l'on puisse disposer de niveaux de prix du CO₂ à des horizons temporels supérieurs aux délais de construction et aux premières années d'exploitation.



© Paul Langrock/ZENIT-LAIF-REA

Pour des technologies telles que l'éolien, des instruments du type de l'obligation d'achat à prix fixe, des certificats « verts », ou d'enchères déterminant des volumes de capacité peuvent fournir aux acteurs une incitation suffisante pour continuer à « descendre les courbes d'apprentissage » (projet de construction d'un parc éolien offshore par Bard Engineering GmbH).

(ii) Le SEEQ, avec ses règles actuelles, s'est montré plutôt inefficace à fournir ces incitations, pour quatre raisons :

- ✓ l'attribution d'allocations gratuites, plus ou moins à hauteur des émissions attendues des nouvelles installations, annihile en grande partie les incitations en faveur des technologies émettrices, qui sont fournies par le prix de marché du CO₂ ; de façon symétrique, le retrait d'allocations initiales consécutif à la fermeture d'installations existantes émettrices de CO₂ annihile également l'effet attendu du prix du CO₂, puisqu'il incite le décideur à retarder la fermeture de ces installations ;
- ✓ la renégociation, tous les 5 ans, de l'allocation de quotas initiaux aux installations existantes (allocations dites du « grand-père », car basées sur des niveaux d'émissions observés dans le passé) amoindrit les incitations à réduire les émissions sur une période donnée pour être en meilleure position de négociation sur les allocations de la période suivante ;

- ✓ l'absence de règles du jeu au-delà de 2012 rend difficile l'anticipation de prix de marché à l'horizon des premières années d'exploitation des centrales dont la construction pourrait démarrer aujourd'hui ; elle affaiblit, en effet, la valorisation d'éventuels surcoûts dans les centrales non émettrices que l'on pourrait décider d'engager ;
- ✓ l'interdiction du « banking » entre périodes, c'est-à-dire de l'arbitrage dans l'utilisation des permis relatifs à deux périodes différentes, accroît artificiellement la variabilité des prix du CO₂ à court terme. Le découplage total observé entre prix des permis millésimés 2007 (dont la valeur en

décembre a fini à 0 € par tonne) et prix des permis millésimés 2008 (supérieurs à 20 €/t CO₂) illustre cette contrainte, alors que les valeurs environnementales des tonnes de CO₂ évitées en 2007 et en 2008 sont analogues. La question d'une éventuelle sous- ou sur-évaluation du quota global, sur une année particulière donnée, n'a ici aucun caractère pertinent.

(iii) L'intégration de marchés de permis d'émissions négociables dans les mécanismes de flexibilité évoqués par le Protocole de Kyoto et le recours par l'Europe à un tel instrument ont été motivés par le succès du marché des permis d'émissions de dioxyde de soufre (SO₂) mis en place aux Etats-Unis, dans les années 90. On peut attribuer en grande partie le succès de l'instrument (défini en terme d'atteinte d'un objectif environnemental au moindre coût économique) au fait que les concepteurs du mécanisme, puis les législateurs du Clean Air Act de 1990, qui ont instauré ce marché, ont suivi certaines recommandations de base de la théorie économique :

- a) Les règles d'allocations initiales des permis SO₂ ont été fixées, dès le départ, sur une période de 30 ans, homogène à la durée de vie des installations concernées, sans renégociation possible entre périodes d'échange de permis ;
- b) On a ainsi pu, clairement, traiter de façon distincte les installations construites avant l'adoption de la loi et les installations décidées après l'adoption de celle-ci :

✓ Pour les premières, le législateur a opté pour une règle d'allocations « du grand-père », c'est-à-dire d'allocations gratuites calculées sur la base d'émissions observées antérieures à la loi (incluant incidemment de nombreux arbitrages d'économie politique entre les Etats « pollueurs » très émetteurs de SO₂ et les Etats « pollués », qui en subissent les dommages environnementaux). La règle d'attribution est fixée, une fois pour toutes, sur des durées normatives, au-delà desquelles il n'y a plus d'allocation gratuite. Les décisions prises ensuite sur la date réelle de déclassement des installations n'ont aucun effet sur l'allocation initiale. Le prix de marché du SO₂ peut donc jouer son rôle incitatif dans l'évaluation économique des dates de déclassement des centrales ;

✓ Quant aux installations construites après l'adoption de la loi, toute allocation gratuite est exclue. Elles doivent payer la totalité de leurs émissions au prix du marché, ce qui fournit le bon niveau d'incitation en faveur des technologies moins émettrices.

- c) Le « banking » des permis, autorisé sur plusieurs années, contribue à réduire la volatilité des prix du SO₂.
- d) La cible à long terme de réduction des émissions globales de SO₂ fait l'objet d'une évaluation économique, et elle peut être modifiée, au cours du temps, afin de tenir compte d'informations

acquises sur le dommage environnemental du SO₂ et sur l'évolution des technologies de réduction des émissions (démarche analogue à celle adoptée dans le présent article, et qui vise à emprunter un chemin conciliant l'objectif environnemental et le potentiel technico-économique). Mais lorsque l'ajustement a lieu, son impact sur les allocations est déterminé par des règles simples, avec un préavis supérieur à dix ans. On évite ainsi tout processus de renégociation périodique sur la répartition entre acteurs et les effets dissuasifs qu'il risquerait d'avoir sur les investissements dans les technologies les plus propres.

L'évolution des règles du marché européen du CO₂ devrait davantage s'inspirer de ces caractéristiques. De fait, deux éléments du projet actuel de révision de la Directive « SEEQ » vont dans ce sens : une visibilité à plus long terme du quota global (2020) et une règle d'allocations initiales excluant toute allocation gratuite aux nouveaux projets, et décidée d'emblée au niveau européen. Justifier, ici, une subsidiarité réduite peut s'appuyer sur une analogie avec la Loi de Greisham, pour laquelle « la mauvaise monnaie chasse la bonne » : laisser les règles d'allocation à la subsidiarité de chaque Etat favoriserait un processus de valorisation des « mauvaises règles », au détriment d'une règle favorisant les bonnes incitations.

Utiliser à bon escient des instruments de politique publique complémentaires entre eux

L'amélioration des règles du SEEQ est indispensable, mais les instruments de marché du CO₂ et de l'électricité ne suffisent pas à la réalisation d'une politique énergétique dont les objectifs sont multiples. Examinons, ici, trois instruments complémentaires : la taxation des émissions pour tenir compte de certaines incertitudes sur les prix du marché du CO₂ et de certains secteurs difficiles à incorporer à ce marché ; les instruments de R&D pour faire progresser les technologies non matures peu influencées par des prix de court et moyen termes du CO₂ et, enfin, les instruments réglementaires dits de « control and command » applicables à des questions diverses, tels que les autorisations d'implantation des centrales ou les normes d'isolation des logements.

Taxe, marché de permis d'émissions, et instruments hybrides

En présence d'incertitudes portant à la fois sur les dommages environnementaux et sur les coûts des politiques de réduction des émissions, la taxation et le marché de permis d'émission ont chacun leurs vertus propres, soulignées par divers économistes depuis les années 70.

Par nature, la taxation détermine le prix, et donc le coût, par unité de réduction des émissions d'un polluant, mais elle laisse a priori incertain le niveau final d'émissions que l'on obtiendra par l'application du mécanisme. Inversement, le marché des permis d'émissions détermine par nature le volume global de pollution jugé acceptable par les pouvoirs publics, mais laisse a priori incertain le prix d'équilibre de marché qui en résultera et, donc, le coût de la réduction (la terminologie anglo-saxonne de *cap-and-trade* résume bien le double aspect de ce mécanisme).

✓ Le premier concerne des secteurs émetteurs « diffus », dans lesquels un marché de permis d'émissions négociables susciterait des coûts de transaction élevés s'il était appliqué au niveau des consommateurs finaux. On pense, ici, notamment aux émissions des ménages liées à l'usage du chauffage à partir de combustibles fossiles. Une taxation de ces usages, assise sur les émissions spécifiques, améliorerait l'efficacité des incitations à investir dans les modes de chauffage les moins émetteurs ;



© PHOTOTHEK/ANDIA.fr

Les projections du Livre vert mettent en évidence un doublement de la dépendance de l'Europe à l'égard de ses importations de gaz à l'horizon 2030 (transporteur de GNL, Ras Laffan, Qatar).

Les risques potentiels de dommages majeurs, tant sociaux qu'environnementaux, à long terme (par exemple, suite à de brusques effets de seuils climatiques) donnent sens à un « quota global » à long terme, c'est-à-dire à une cible de niveau de concentration de gaz à effet de serre qu'il est souhaitable de ne pas dépasser, au titre du principe de précaution. Mais l'adoption d'une trajectoire initiale de réduction des émissions à moyen terme (20-30 ans) reste sujette à des incertitudes significatives sur les coûts économiques de mise en œuvre. Recourir à la souplesse d'un instrument d'encadrement des prix peut être utile ici. Prenons, brièvement, deux exemples :

✓ Le second exemple concerne les secteurs déjà intégrés dans le SEEQ. Pour se prémunir de variations conjoncturelles des prix de marché du CO₂ trop fortes et inutiles au plan environnemental (l'effet de serre résulte, en effet, d'une accumulation d'émissions sur des décennies, et non pas de la variabilité annuelle, voire même quinquennale, de ces émissions), il est possible d'inclure aux règles des mécanismes de prix plafond et de prix plancher. Les pouvoirs publics interviendraient, ainsi, soit en vendant des permis à un prix plafond donné aux acteurs « trop courts » sur leurs émissions (forme de pénalité libératoire qualifiée de *safety valve* par les Anglo-Saxons), soit en achetant des permis à un prix plan-

cher garanti. Les niveaux de prix d'intervention doivent être correctement calés : une fourchette trop large aura peu d'effet utile ; une fourchette trop resserrée peut être, au contraire, trop fréquemment atteinte, transformer le SEEQ en un instrument de taxation et diminuer, incidemment, la crédibilité de l'objectif de réduction des quantités d'émissions à moyen et long termes.

L'utilisation de prix planchers et de prix plafonds conduirait à réaliser un instrument « hydride », combinant l'engagement quantitatif du marché de permis d'émissions, respecté dans la durée, à un engagement d'encadrement des « prix » (sorte d'assurance financière). Notons que ces mécanismes figurent explicitement dans les projets de marché du CO₂ aux Etats-Unis, alors que leur usage est encore restreint dans le SEEQ : les acteurs paient, en effet, une pénalité en cas de dépassement de droits alloués ou achetés, mais cette pénalité n'est pas libératoire, les dépassements d'une année donnée devant être compensés l'année suivante.

Des instruments de politique de recherche et développement adaptés aux technologies non encore matures

Un marché de permis CO₂ doté des bonnes règles du jeu fournit une bonne visibilité institutionnelle et promeut la formation de prix de marché à terme suffisant – 15 ans et au-delà – pour orienter les acteurs à investir largement dans les technologies peu (ou non) émettrices de CO₂ et déjà matures – ou proches de l'être – sur le plan industriel et commercial.

Mais l'instrument n'assure pas, à lui seul, les incitations à préparer l'avènement des technologies dont la maturité industrielle et commerciale ne semble pas atteignable avant au moins 20 ou 30 ans. On est bien en présence, ici, d'un exemple de ce que les économistes qualifient « d'incomplétude radicale des marchés » (1)..., qu'il faut corriger au moyen de politiques publiques appropriées.

Comme pour notre analyse du marché du CO₂, il convient, ici, d'avoir d'abord une vision précise des technologies possibles, pour recourir, ensuite, aux instruments les plus appropriés.

Pour des technologies telles que l'éolien, situées à un stade avancé de développement industriel et tendant à un niveau proche de la compétitivité (en Europe, les coûts complets des éoliennes restent souvent supérieurs aux coûts complets de centrales à combustible fossile intégrant un prix significatif du CO₂), des instruments du type de l'obligation d'achat à prix fixe, des certificats « verts » ou d'enchères déterminant des volumes de capacité peuvent fournir aux acteurs une incitation suffisante pour continuer à « descendre les courbes d'apprentissage » et rejoindre, ainsi, la compétitivité.

D'autres technologies encore éloignées de ce stade ont quelques étapes clé à franchir, de natures différentes, selon le type de technologie : réalisation de « démonstrateurs industriels » pour des filières centralisées comme les centrales charbon avec capture du CO₂ (ou centrales nucléaires de génération 4), du côté de l'offre ; formation et structuration du tissu artisanal pour l'installation de techniques plus innovantes d'isolation, de pompes à chaleur et d'équipements de chauffage solaire, du côté de la demande. Les politiques publiques appropriées seront également de natures différentes. On peut penser, à titre illustratif, à des partenariats public-privés pour les démonstrateurs industriels, à des actions publiques menées au niveau des organisations professionnelles, en association avec les distributeurs d'énergie, côté demande. L'implication des pouvoirs publics dans le financement de ces politiques doit pouvoir être examinée, au cas-par-cas.

Enfin, l'accès à certaines technologies, telles que les piles à hydrogène, nécessite encore la réalisation de ruptures technologiques (par exemple, au niveau des matériaux utilisés). On est vraiment, là, dans le registre de la recherche et développement à long terme.

Certains acteurs pensent ainsi que des techniques de centrales au charbon incluant le captage, le transport et le stockage du CO₂ seront matures et prêtes à être déployées, d'ici 15 ans, à des coûts raisonnables. Si cela devait être effectivement le cas (mais la majorité des experts reste aujourd'hui sceptique ; voir les études du MIT, de l'AIE et du GIEC), un marché du CO₂, et des prix à 15 ans suffiraient à fournir les incitations financières à la préparation de ce déploiement.

L'utilisation d'instruments réglementaires complémentaires, pour les technologies matures actuellement sur le marché

Des marchés de l'électricité et du CO₂ satisfaisants (c'est-à-dire, dont les prix à court et moyen termes reflètent et signalent aux acteurs les coûts des technologies les plus compétitives) doivent nécessairement être complétés par des instruments réglementaires de type « control-and-command », que l'on trouve dans la palette habituelle de toute politique énergétique (et que l'on oppose, parfois, à tort, aux instruments de marché). Deux exemples :

✓ Côté offre, les incitations du marché à investir dans les technologies les plus propres n'ont pas d'effet réel s'il est impossible, en pratique, de construire les infrastructures dans des délais prévisibles. Tel peut être le cas, par exemple, face à l'accumulation d'oppositions aux installations industrielles (c'est le syndrome « Nimby » : « Not in my backyard ! »), qu'il s'agisse d'éoliennes, de centrales nucléaires ou charbon, de terminaux méthaniers, de lignes à haute tension, etc. Pour jouer leur rôle, les mécanismes de prix doivent avoir été précédés, en

amont, de débats sur les choix de politique publique et être, ensuite, accompagnés de procédures claires et transparentes permettant l'implantation et l'exploitation des installations dans des délais prévisibles ;

- ✓ Côté demande, des prix des énergies et du CO₂, destinés à signaler aux utilisateurs les coûts de la chaîne énergétique, doivent être accompagnés d'autres instruments pour remédier à « l'incomplétude des marchés » : règles d'étiquetage ou d'affichage de performance énergétique, pour favoriser l'accès à l'information ; réglementation thermique, pour réduire les imperfections du marché de l'immobilier (dichotomie classique entre propriétaire et

locataire, impact faible de la performance énergétique sur la valeur marchande des logements, etc.).

Cette complémentarité n'est pas propre à l'électricité. Pour prendre le cas du transport, l'intérêt de péages urbains va de pair avec une politique de promotion des transports collectifs, comme le montre l'expérience de Londres.

Le marché européen du CO₂ dans une perspective internationale

L'appréciation des technologies disponibles et de leur déploiement possible a été un point d'appui majeur de notre analyse du SEEQ et d'autres instruments de politiques publiques pertinents pour engager

le secteur électrique européen sur la voie d'une réduction drastique de ses émissions de CO₂, à moindre coût.

Une démarche basée sur la réalité technologique devrait également alimenter l'analyse du rôle de l'Europe dans les négociations internationales sur le climat. Nous ne ferons, ici, qu'ouvrir la discussion, par deux considérations (2).

Le secteur électrique mondial contribue aujourd'hui à 40 % des émissions de CO₂ liées à l'énergie, du fait d'une production en majeure partie basée sur les centrales à combustibles fossiles. Mais les technologies existantes permettent de tracer des perspectives, pour l'électricité, qui concilient le développement économique et une réduction drastique des émissions de CO₂ du secteur pour les 50 ans à venir (de l'ordre d'une division par 2, pour le monde). Les technologies et leur maturité respective sont, bien sûr, différentes, selon les régions du monde et en particulier, selon leur niveau de développement.

Les politiques publiques doivent différer selon l'accessibilité des technologies. La réforme (en cours) du marché européen du CO₂ n'implique pas son extension rapide à toutes les régions du monde, qui seront amenées à mettre en œuvre leurs propres instruments. Pour être efficace et permettre notamment des transferts de technologies, des passerelles sont à établir. Divers instruments sont déjà utilisables (mais restent à améliorer), comme les « Mécanismes de Développement Propres » du Protocole de Kyoto.

En définitive, les choix technologiques à venir du secteur électrique, en Europe et dans le reste du monde, peuvent contribuer à un développement durable intégrant la lutte contre le changement climatique. La réalisation de ces choix doit pouvoir reposer sur des politiques publiques cohérentes et crédibles, au niveau européen (et à engager, au niveau international, malgré la complexité des questions à traiter). L'Union européenne présente des atouts, sur le plan technologique et politique, qui lui permettent de jouer un rôle mondial, moteur, en la matière.

Notes

(*) Cet article reprend, en partie, le chapitre « Assessment of EU CO₂ regulations » de J.-P. Bouttes, F. Dassa et J.-M. Trochet, publié dans « Abatement of CO₂ Emissions in the European Union », études de l'Ifri, 2007.

(**) J.-P. Bouttes est Directeur de la stratégie, de la prospective et des relations internationales, EDF. F. Dassa anime le pôle relations internationales de la Direction prospective et relations internationales, EDF. J.-M. Trochet est économiste senior, EDF.

(1) Terme faisant partie du « mainstream » de la théorie économique (voir, entre autres, les travaux de J. Stiglitz, E. Maskin, J. Akerlof, R. Myerson, pour ne citer que ceux de Prix Nobel récents).

(2) Voir notre article : « Assessment of EU CO₂ regulations », cité plus haut (études de l'Ifri, 2007), pour une analyse plus développée.