Les Cahiers du PREC

Série *Information et débats*

n° 4 • mai 2010

La réforme du marché de l'électricité français : quels impacts pour la tarification et la concurrence ?

Boris Solier[1]

Cet article expose les enjeux de la réforme du marché de l'électricité en France. Après avoir rappelé l'état de la concurrence sur le marché électrique, les modalités de mise en œuvre ainsi que les implications de la réforme sont discutées et en particulier, les impacts sur la maîtrise de la demande et les émissions de dioxyde de carbone (CO_2). Alors que la concurrence peine à s'ancrer dans le paysage français, en raison notamment du maintien des tarifs réglementés de détail pour les consommateurs, les conclusions du rapport Champsaur ont lancé un débat sur les instruments permettant d'ouvrir à la concurrence le marché électrique.

La voie privilégiée dans le projet de loi est loin de faire l'unanimité parmi les économistes : elle consiste à introduire un accès régulé au parc de production en base de l'opérateur historique. Plus que la mise en place de droits de tirages sur le nucléaire, c'est aujourd'hui le prix de ces droits qui fait débat. Le niveau auquel ce prix sera fixé résultera d'un compromis entre la volonté de l'opérateur historique et celle de ses principaux compétiteurs. En réalité, la question de fond est celle de l'évolution des tarifs réglementés de détail et notamment de leur cohérence avec aujourd'hui le prix de l'accès régulé et demain le coût de renouvellement du parc de production.

1. Boris Solier est doctorant à l'Université Paris-Dauphine et chercheur au PREC
Boris.solier@prec-climat.org

La réforme du marché de l'électricité français : quels impacts pour la tarification et la concurrence ?

Boris Solier[1] - Mai 2010

[1] Boris Solier est doctorant en Sciences économiques à l'Université Paris-Dauphine et chercheur au PREC
Boris.solier@prec-climat.org

Résumé

Cet article expose les enjeux de la réforme du marché de l'électricité en France. Après avoir rappelé l'état de la concurrence sur le marché électrique, les modalités de mise en œuvre ainsi que les implications de la réforme sont discutées et en particulier, les impacts sur la maîtrise de la demande et les émissions de dioxyde de carbone (CO_2). Alors que la concurrence peine à s'ancrer dans le paysage français, en raison notamment du maintien des tarifs réglementés de détail pour les consommateurs, les conclusions du rapport Champsaur ont lancé un débat sur les instruments permettant d'ouvrir à la concurrence le marché électrique. La voie privilégiée dans le projet de loi est loin de faire l'unanimité parmi les économistes : elle consiste à introduire un accès régulé au parc de production en base de l'opérateur historique. Plus que la mise en place de droits de tirages sur le nucléaire, c'est aujourd'hui le prix de ces droits qui fait débat. Le niveau auquel ce prix sera fixé résultera d'un compromis entre la volonté de l'opérateur historique et celle de ses principaux compétiteurs. En réalité, la question de fond est celle de l'évolution des tarifs réglementés de détail et notamment de leur cohérence avec aujourd'hui le prix de l'accès régulé et demain le coût de renouvellement du parc de production.

Abstract

This article outlines the challenges of reforming the French electricity market. First, we assess the current state of competition in the French retail market. Then, we discuss the modalities and the impacts of the reform project, with a particular focus on electricity demand and associated CO_2 emissions. While the French market presents a lack of competition, due in part to the persistence of regulated tariffs, the conclusions of the Champsaur Commission have permitted us to carry out a new debate about the ways to open the French electricity market. The main proposition of this report is not to have unanimous support among economists: it consists of creating regulated access to baseload electricity production to the competitors of the historical operator, EDF. But today, the main source of opposition is the price of this regulated access. The level to which this price will be determined will depend on a compromise between EDF's requirements and those of the new entrants. In fact, the fundamental question is how the regulated end-user price will evolve to reflect the price of the regulated access in the near future and the new production capacity costs in the long term.

Introduction

Le processus d'ouverture à la concurrence, amorcé par la Commission européenne au milieu des années 1990, est sur le point de connaître une nouvelle évolution en France avec le projet de loi de nouvelle organisation du marché de l'électricité (dit loi « NOME »). Cette libéralisation du secteur électrique, portée par un ensemble de directives européennes, vise à créer un marché unique de l'électricité en Europe, dans lequel chaque consommateur est libre de choisir son fournisseur d'électricité et ce quelque soit l'Etat dans lequel il réside et réciproquement pour les fournisseurs. La France a permis progressivement aux clients finals de choisir librement leur fournisseur d'électricité : depuis le 1er juillet 2007, l'ensemble des consommateurs français bénéficie de cette éligibilité. Pour permettre aux nouveaux entrants sur le marché français de s'approvisionner en électricité, un marché organisé d'échange a été créé en juillet 2001, Powernext, sur lequel sont cotés des contrats spot (day ahead) et à terme (futures). Dans le même temps, les réseaux de transport de l'électricité ont été dissociés de l'opérateur historique, au moins sur le plan comptable et juridique, et une commission indépendante fût créée, la CRE (Commission de régulation de l'énergie), chargée de garantir le bon fonctionnement des marchés de l'électricité et l'égal accès des acteurs aux réseaux de transport et de distribution. Cela dit, la concurrence peine à s'ancrer dans le paysage électrique et la France, qui a maintenu les tarifs régulés de détail pour les consommateurs est sous le coup de deux procédures de la Commission européenne : la première pour non transposition intégrale de la directive 2003/54 et la seconde pour les aides d'Etats que constituent les tarifs réglementés (dans leur composante jaune et verte) pour les entreprises. La Commission Champsaur, qui a remis son rapport au mois d'avril 2009, a proposé plusieurs mesures devant permettre d'accélérer l'ouverture du marché électrique français et de rentrer en conformité avec les directives européennes. Récemment à l'étude au sein du Conseil d'Etat, le texte de loi[1] qui déterminera l'organisation du marché électrique pour les quinze prochaines années devrait être présenté rapidement au Parlement, pour une adoption prévue au 1er juillet 2010 et une entrée en vigueur en 2011. Si le texte semble être dans l'ensemble bien accepté par la Commission européenne ainsi que par les acteurs de la filière électrique, un certain nombre de voix s'élèvent parmi les économistes, qui dénoncent un projet trop conservateur et appellent à plus de libéralisme. Cet article propose de faire tout d'abord le point sur l'ouverture à la concurrence du marché français puis de discuter dans quelle mesure cette nouvelle loi permettra-t-elle d'intensifier la concurrence sur le marché de détail et d'inciter à une meilleure maîtrise de la demande d'électricité.

1. La concurrence sur le marché français de l'électricité : état et développement

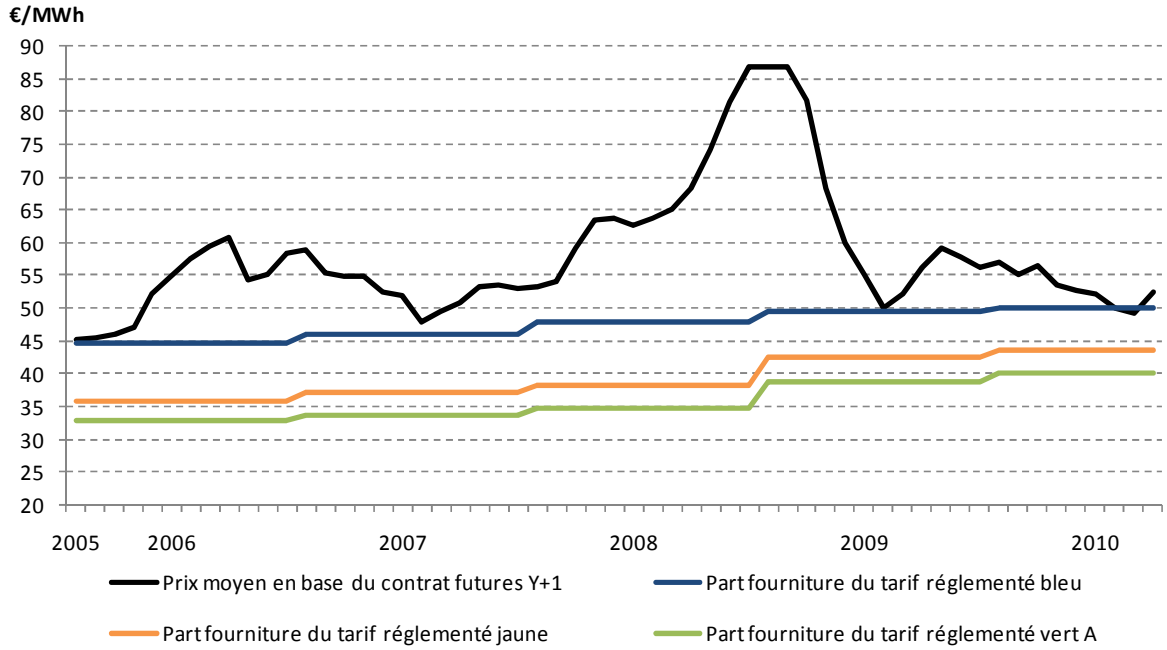
1.1. L'état de la concurrence

L'ouverture du marché de l'électricité s'est faîte progressivement et a concerné en premier lieu le segment non résidentiel de la clientèle. Gros et moyens clients industriels ont ainsi eu la possibilité de changer d'opérateur et de bénéficier d'une offre au prix de marché respectivement en 2000 et en 2003. L'éligibilité a ensuite porté sur l'ensemble des consommateurs professionnels en 2004, puis la totalité des consommateurs français en 2007. L'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité en France a conduit à superposer deux systèmes de prix différents au niveau de la fourniture

[1] Une copie du projet de loi est disponible sur le site de l'Assemblée Nationale: http://www.assemblee-nationale.fr/13/projets/pl2451.asp

d'électricité. D'un côté les prix réglementés, qui sont fixés par le gouvernement sur avis de la CRE et qui ne peuvent être proposés que par l'opérateur historique, EDF, et les entreprises locales de distribution et de l'autre les prix de marchés, que tous les opérateurs ont la possibilité d'offrir à leurs clients et qui suivent l'évolution des cours sur le marché de gros de l'électricité. Le fait que les concurrents de l'opérateur historique ne peuvent pas proposer des offres au tarif réglementé constitue une barrière à l'entrée que dénonce la Commission européenne, ces tarifs s'établissant à un niveau inférieur à celui des prix de marché (Figure 1).

Figure 1 - L'évolution des prix de l'électricité sur le marché de gros et de détail



Source : Auteur, à partir des données d'EEX, de Reuters et de la CRE

Par ailleurs et compte tenu du fait que les prix de marchés sont restés durablement supérieurs aux tarifs régulés, un tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché de l'électricité, dit « TaRTAM ou tarif de retour » a été instauré en 2007. Ce tarif n'est destiné qu'aux seuls consommateurs non résidentiels, les ménages bénéficiant quant à eux du principe de réversibilité qui leur permet, s'ils le souhaitent, de revenir aux prix réglementés après avoir fait jouer l'éligibilité. Le TaRTAM, qui peut être offert par l'ensemble des fournisseurs, s'établit à un niveau supérieur au tarif réglementé de détail (+10% pour les tarifs bleus, +20% pour les tarifs jaunes et +23% pour les tarifs verts) mais inférieur aux prix de marché. Un système de compensation des charges a alors été mis en place pour les fournisseurs proposant le TaRTAM. Il est basé sur la différence entre le coût estimé du fournisseur qui propose le TaRTAM et les prix à terme de l'électricité sur les marchés de gros. Ce système de compensation est financé en partie par les consommateurs, via la contribution au service public de l'électricité, et en partie par les producteurs d'électricité nucléaire et hydraulique, que sont EDF et la Compagnie Nationale du Rhône (CNR), via une taxe.

En définitive, compte tenu de la superposition de ces différents systèmes de prix de l'électricité, qui nuit à la transparence du marché, et du fait que les prix sur le marché de gros se maintiennent durablement au dessus des tarifs réglementés, ce qui pénalise les nouveaux entrants, la concurrence sur le marché de détail n'a pas pu se développer jusqu'alors. Fin 2009, la CRE estime que 94% de

l'ensemble des sites résidentiels et non résidentiels en France possèdent encore une offre d'électricité au tarif réglementé, représentant 65% de la consommation électrique (Tableau 1). La différence entre la part des tarifs régulés dans le nombre de sites et dans la consommation s'explique avant tout par le fait que les gros consommateurs industriels ont davantage opter pour des offres de marché que les consommateurs résidentiels (respectivement 18 et 5%). Cela ne signifie pas pour autant que les industriels ont plébiscité les opérateurs alternatifs au détriment de l'opérateur historique. En effet, ceux qui ont fait jouer l'éligibilité sont très largement restés chez le fournisseur historique, tandis que les petits consommateurs résidentiels ont systématiquement eu tendance à changer d'opérateur lorsqu'ils ont changé d'offre. Par ailleurs, un peu plus de la moitié des gros industriels qui possède une offre aux prix de marché, soit 3 000 sites, a choisi de bénéficier du TaRTAM, alors que les autres industriels et professionnels n'ont que très rarement souhaité le faire (CRE, 2010). Le TaRTAM représente ainsi 52% de la consommation totale des sites non résidentiels en offre de marché, eu égard à l'importance de la consommation électrique des grands sites industriels.

Tableau 1- La configuration du marché de détail de l'électricité au 31 décembre 2009

	Ensemble	Résidentiels	Non résidentiels
Nombre de sites (millions)	**34,75**	**29,9**	**4,85**
Consommation (TWh)	**439**	**141**	**298**
Part des sites en offre de marché	**6,19%**	**4,68%**	**15,49%**
dont sites au TaRTAM	0,01%	-	0,47%
dont fournisseurs alternatifs	5,04%	99,00%	48,80%
Part de la consommation en offre de marché	**32,94%**	**3,97%**	**46,64%**
dont sites au TaRTAM	16,40%	-	51,80%
dont fournisseurs alternatifs	10,15%	100,00%	28,06%

Source : Calculs auteur, à partir de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz, 4ème trimestre 2009, CRE, 2010

1.2. Les dispositifs existants pour favoriser l'introduction de la concurrence

Il existe aujourd'hui une vingtaine de fournisseurs actifs sur le marché mais tous ne sont pas présents au niveau de la production de l'électricité. Pour servir leurs clients, les fournisseurs « purs » doivent soit passer des contrats d'approvisionnement avec des producteurs (contrats bilatéraux ou *over the counter*), soit s'approvisionner directement sur les marchés de gros de l'électricité ou via un intermédiaire. L'existence d'un marché de gros liquide est par conséquent une condition importante pour que la concurrence puisse se développer sur le marché aval. Or, en raison notamment de la forte intégration du secteur électrique en France, le marché de gros est peu liquide et ne représente que le tiers des injections physiques d'électricité sur le réseau (CRE, 2009). Compte tenu des cours élevés de l'électricité sur le marché de gros et des faibles volumes échangés, les fournisseurs ont par conséquent de plus en plus intérêt à devenir des opérateurs intégrés et à posséder des moyens de production compétitifs pour conquérir des parts de marchés. La France a introduit une innovation dans ce domaine suite à l'acquisition de l'Allemand EnBW par EDF en 2001 : la mise aux enchères de capacités de production du parc historique (VPP pour Virtual Power Plant). Concrètement, EDF organise tous les trois mois des enchères portant sur 5 400 MW de capacité, en base et en pointe, pour une durée de 3, 6, 12, 24, 36 ou 48 mois. Ce dispositif, instauré au départ pour 5 ans a été

reconduit par EDF. Il permet aux nouveaux entrants de produire en moyenne 40 TWh par an, soit environ 7% des injections totales d'électricité sur le réseau électrique français. Les VPP offrent un droit de tirage, et non une obligation, sur le parc de l'opérateur historique à un prix de 10 €/MWh en base et 53 €/MWh en pointe. A ce prix fixé ex-ante, s'ajoute le prix de la capacité qui est déterminé par le jeu des acteurs lors de l'enchère. En 2009, le coût de revient du MWh produit à partir des VPP a varié entre 42 et 50 €/MWh[2] en base pour le contrat d'un an. Les calculs ont été réalisés en supposant que les opérateurs utilisent leur capacité au maximum, soit 720 heure par mois. On peut noter toutefois que plus la durée d'utilisation de la capacité réservée est faible et plus le coût de revient de l'énergie produite est élevé, toutes choses étant égales par ailleurs. Il s'agit donc d'un résultat théorique et en réalité, le coût de revient des VPP est bien supérieur au coût complet de production du nucléaire qui est estimé à 30 €/MWh (DGEC, 2003), et tend à s'aligner sur les prix de gros de l'électricité. Ce mécanisme n'a donc logiquement pas permis à la concurrence de se développer sur le marché de détail.

Une seconde cession de capacité a été introduite suite à la saisie du Conseil de la Concurrence par Direct Energie en février 2007. Le fournisseur alternatif Direct Energie accusait EDF de pratiquer notamment une politique de ciseau tarifaire, caractérisée par le fait que le prix de l'électricité proposé par EDF à ses concurrents était supérieur au prix de détail de l'opérateur. L'enjeu latent pour les fournisseurs alternatifs était de disposer d'un accès à l'électricité nucléaire de base qui soit garanti sur une longue période, permettant ainsi une meilleure visibilité de leurs approvisionnements sur le long terme. Le Conseil de la Concurrence a donné raison à Direct Energie sur ce point en décembre 2007[3] et EDF s'est engagé à mettre aux enchères 1 500 MW de capacités nucléaires, réparties sur trois sessions entre 2008 et 2009, pour une période pouvant aller jusqu'à 15 ans et représentant un volume d'environ 10 TWh par an. Sur la période 2008-2012, le prix de fourniture a été déterminé à l'avance par EDF et s'établira en moyenne à 42 €/MWh. Si ce prix est inférieur au prix de l'électricité échangée sur les marchés de gros, il s'aligne sur les coûts de développement du nucléaire (notamment l'EPR de Flamanville) et ne correspond pas aux coûts historiques.

Dans l'avenir, cette situation devrait évoluer quelque peu avec la conjugaison de plusieurs phénomènes : (1) La construction des réacteurs de troisième génération (EPR) voit apparaître de nouveaux partenariats entre EDF et les opérateurs alternatifs qui disposeront alors de droits de tirage sur le parc nucléaire futur; (2) Le renouvellement des concessions de barrages hydroélectriques, soit 5 300 MW de puissance d'ici 2015, permettra de mettre en concurrence les opérateurs pour l'attribution des concessions arrivant à leur terme ; (3) La Commission, qui avait ouvert une enquête en juin 2007 contre EDF pour abus de position dominante sur le segment des gros clients industriels, a abandonné ses poursuites au mois de mars 2010. En contrepartie, EDF s'est engagé sur une période de 10 ans à remettre chaque année 65% des volumes d'électricité vendus aux gros consommateurs industriels sur le marché, à limiter à cinq ans la durée de ses contrats, ou bien permettre une résiliation sans frais tous les cinq ans, et à proposer également des contrats non

[2] Calculs de l'auteur à partir des résultats des enchères EDF, consultables sur le site internet à l'adresse : http://capacityauctions.edf.com/the-edf-group/capacity-auctions/auction-results-114025.html.

[3] Conseil de la Concurrence, Décision n°07-D-43 du 10 décembre 2007 relative à des pratiques mises en œuvre par Electricité de France, disponible sur : http://www.autoritédelaconcurrence.fr/user/avisdec.php?numero=07-D-43

exclusifs permettant aux consommateurs d'être approvisionnés par plusieurs fournisseurs[4]. La Commission n'est donc pas nécessairement opposée aux contrats de long terme, pour autant qu'ils ne figent pas les relations entre producteurs et consommateurs et qu'ils intègrent des portes de sorties vers la concurrence. Ces différentes mesures permettront d'intensifier la concurrence en renforçant le positionnement des fournisseurs alternatifs sur le parc de production électrique en base et en permettant à la concurrence d'accéder aux gros consommateurs industriels qui ont eu tendance jusqu'alors à privilégier l'opérateur historique pour leur approvisionnement.

Il manque aujourd'hui au marché de l'électricité une visibilité et une transparence sur les règles qui seront appliquées pour les 10 ou 15 années à venir. A court-terme, une source importante d'incertitude réside dans le maintien des tarifs régulés de détail (de même que du TaRTAM), qui ne sont pour l'instant pas garantis au-delà du 30 juin 2010. Jusqu'à présent, l'existence de tarifs régulés s'appliquant à l'ensemble des consommateurs, ajoutés à un marché de gros peu représentatif des volumes produits et caractérisé par des prix élevés, ont jusqu'alors empêché la concurrence de se développer sur le marché de détail. La superposition des offres au tarif réglementé et au prix de marché rend le marché peu transparent et brouille le signal prix de l'électricité pour le consommateur. L'enjeu de la réforme du marché de l'électricité est par conséquent de fournir un cadre stable, qui offre une meilleure visibilité à long terme et qui permette à la concurrence de se développer sur le marché de détail. Le projet de loi qui sera présenté au Parlement au printemps s'inspire fortement des recommandations émises par les membres de la Commission Champsaur. Il propose une solution, parmi d'autres, au cloisonnement du marché électrique français et privilégie la discrimination positive au démantèlement de l'opérateur historique.

2. La réforme du marché de l'électricité en question

Les particularités du marché électrique français, à savoir un opérateur historique verticalement intégré, qui détient la majorité des moyens de production et notamment un parc de centrales nucléaires qui produit en base une électricité peu coûteuse, appellent à une réglementation idiosyncratique pour introduire de la concurrence. Les travaux de la Commission Champsaur ont ainsi cherché à trouver un équilibre entre protéger le consommateur, favoriser l'accès des nouveaux entrants et préserver l'intégrité de l'opérateur historique.

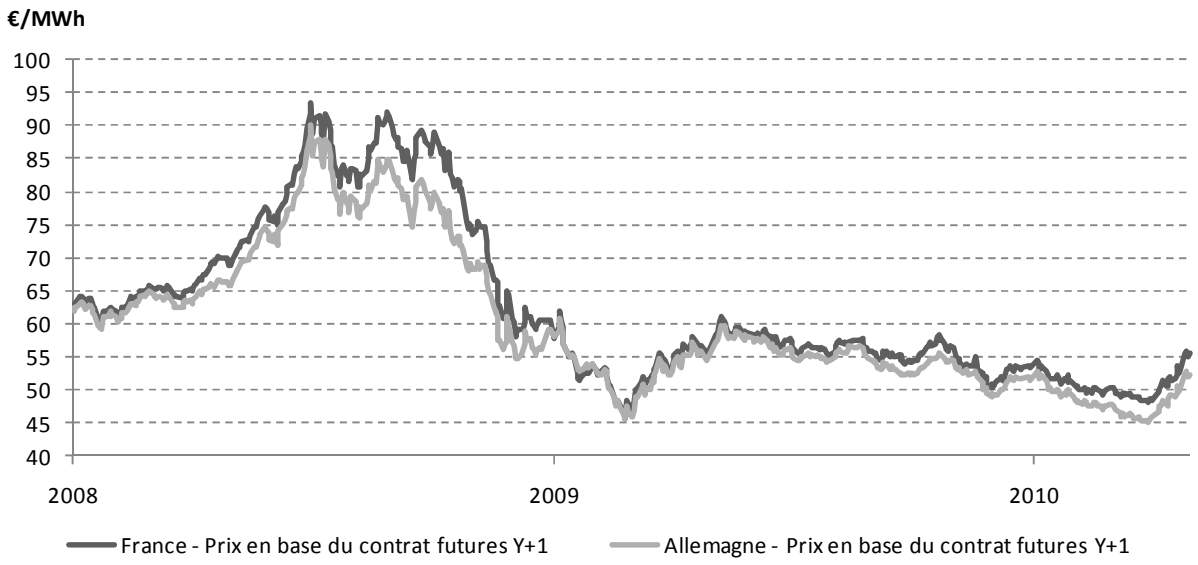
2.1. Les propositions du rapport Champsaur

Le constat de départ posé dans le rapport de la Commission Champsaur est qu'il existe une déconnexion entre les prix de l'électricité sur les marchés de gros et le coût de production de l'électricité à partir du nucléaire. La cause avancée dans le rapport est celle de l'interconnexion croissante avec les autres marchés européens, qui possèdent des mix de production différents et où le KWh marginal provient la plupart du temps d'une centrale à charbon ou au gaz. On constate en effet qu'il existe une corrélation importante entre les prix français et allemand, les échanges aux frontières étant particulièrement intenses entre les deux pays (Figure 2). Par conséquent, les auteurs du rapport supposent de fait que libéraliser les prix de l'électricité pour l'ensemble des consommateurs revient à les priver du bénéfice du nucléaire au profit des consommateurs étrangers,

[4] European Commission, press release IP/10/290, March 17, 2010, Antitrust: EDF commitments to open French market to competition made legally binding.

qui voient les prix de l'électricité diminuer dans leurs pays. Il n'est pas question dans le rapport Champsaur de remettre en cause l'intégration des marchés de l'électricité en Europe, dont l'objectif est de créer un marché unique de l'électricité, mais de faire bénéficier les consommateurs domestiques des avantages de la politique nucléaire qu'ils ont contribué à financer.

Figure 2 - L'évolution des prix de l'électricité en France et en Allemagne sur les marchés à terme



Source : Auteur, à partir des données d'EEX

Partant de ce constat, la Commission Champsaur émet trois propositions principales concernant l'évolution de la régulation des marchés, dessinant de la sorte les grandes lignes d'une nouvelle organisation :

- Le maintien des tarifs régulés de détail pour les petits consommateurs résidentiels et non résidentiels, assorti d'une réversibilité totale.
- L'arrêt des tarifs régulés de détail pour les consommateurs industriels.
- La mise en place d'un accès régulé au parc de production en base de l'opérateur historique à un prix calé sur les coûts courants économiques du nucléaire.

Les deux premières propositions sont justifiées par le fait que grands consommateurs industriels et petits consommateurs ne sont pas identiques du point de vue des comportements. En effet, les premiers disposent d'une bonne connaissance quant à leur consommation d'électricité et aux diverses offres existantes sur le marché. Ils sont par conséquent plus enclins à faire jouer la concurrence que les seconds. Actuellement, près de la moitié de la consommation des sites non résidentiels est en offre de marché alors que c'est le cas pour seulement moins de 5% de la consommation des sites résidentiels. Il n'est donc pas nécessaire de maintenir les tarifs régulés pour les gros consommateurs, à partir du moment où tous les fournisseurs peuvent accéder au parc de production en base aux mêmes conditions. La suppression des tarifs régulés de détail pour les consommateurs industriels permettra par ailleurs de mettre fin à la procédure instruite par la Commission européenne quant aux aides d'Etat accordées par la France à ses entreprises. Enfin, notons qu'en offrant la possibilité à l'ensemble des fournisseurs de proposer les tarifs réglementés

aux petits consommateurs, la Commission Champsaur restaure un principe de non discrimination dans les tarifs régulés, ce qui devrait favoriser leur acceptation par Bruxelles.

La troisième proposition, l'accès régulé à la base est la plus importante. Elle prévoit de garantir à chaque fournisseur d'électricité un accès à la production en base du parc de l'opérateur historique, sans en supporter les risques inhérents. Ce droit de tirage est concédé à un prix régulé et aligné sur le coût complet du nucléaire, pour un volume déterminé au prorata du portefeuille de clients des fournisseurs. A la différence des enchères de VPP, où le prix tend vers le prix de marché, ou de capacités (introduites suite au différend avec Direct Energie), le prix de cet accès est déterminé de manière indépendante par le régulateur. A défaut de déréguler totalement le marché de détail de l'électricité, ce qui est souhaité par de nombreux économistes, la Commission Champsaur propose donc de réintroduire de la régulation en amont au niveau de la production en base de l'électricité.

La détermination du niveau de l'accès régulé, en prix et dans une moindre mesure en volume, est un élément essentiel pour l'efficacité du système et partant un point de tension potentiel. Le rapport fixe le cadre global de fonctionnement du marché de l'électricité en base pour les 15 prochaines années mais ne se prononce pas quant au prix, ni au volume, de cet accès, qui doivent être déterminés par le régulateur sur la base des coûts complets du nucléaire. La Commission préconise de recourir à la méthode des coûts courants économiques, qui vise à couvrir les coûts de maintenance et de prolongation de la durée de vie du parc nucléaire. Selon la méthode retenue, le prix de l'accès à la base peut varier fortement. Par rapport à la méthode des coûts comptables historiques, l'approche par les coûts courants économiques possède l'avantage de ne pas pénaliser les investissements à venir et de garantir un rendement à l'opérateur. Se pose alors la question de l'asymétrie d'information entre le régulateur et l'opérateur historique pour la détermination des coûts supportés par ce dernier. En définitive, le prix résultera sans aucun doute d'un compromis entre deux niveaux : trop élevé, il découragerait la concurrence et rendrait caduc le projet de réforme, trop faible il reviendrait à pénaliser l'opérateur historique et ne lui permettrait pas de gérer, ni de prolonger le parc existant. La question des volumes de la production en base accordés aux fournisseurs est également importante mais secondaire. La Commission recommande d'ajuster ex-post le volume de chaque opérateur sur la base du portefeuille de clients effectivement servi. Pour ce faire, elle recommande la mise en place d'un dispositif de surveillance des parts de marchés qui vient par conséquent accroître le coût global du système.

2.2. Le projet de loi de nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME)

Dans sa version actuelle (avant examen au Parlement), le projet de loi conserve les trois principales propositions du rapport Champsaur. Premièrement, il retient le principe d'un accès régulé à la production nucléaire pour les concurrents de l'opérateur historique à des « conditions économiques équivalentes » et pour une période transitoire de 15 ans. Le prix et le volume de cet accès seront fixés par les ministres de l'énergie et de l'économie sur avis de la CRE. Concernant le prix, le projet reprend la définition des coûts du rapport Champsaur, i.e. les coûts courants économiques, qui tient compte des coûts d'exploitation, de maintenance, d'extension de la durée de vie des centrales et des coûts prévisionnels de long terme, i.e. les coûts de démantèlement des centrales et de gestion des déchets. Toutefois, l'exposé des motifs de la loi évoque au départ un prix d'accès à la base « cohérent avec le prix facturé aux clients bénéficiant du TaRTAM ». Autrement dit, en attendant la disparition du TaRTAM, le prix d'accès pourrait se situer aux alentours de 42 €/MWh, alors que les

fournisseurs alternatifs ne souhaitent pas un prix supérieur à 34 €/MWh, ce qui correspond au coût de revient du nucléaire pour EDF. Le projet fixe par ailleurs le volume global d'électricité qui sera offert aux fournisseurs : 100 TWh. Actuellement, le volume total d'électricité servi par les fournisseurs alternatifs étant d'environ 40 TWh, le volume prévu par le projet de loi laisse donc une marge de développement confortable aux entrants. Le texte permet également aux fournisseurs d'approvisionner les gestionnaires du réseau de transport pour leurs pertes en lignes, tranchant la question laissée en suspens dans le rapport Champsaur. De la sorte, 20 TWh supplémentaires viennent s'ajouter à partir de 2013 au plafond global. En ce qui concerne les prix de l'électricité, le projet de loi maintient les tarifs de détail pour l'ensemble des consommateurs ayant souscrit une puissance inférieure à 36 kVA. Il prévoit également la suppression des tarifs de détail jaunes et verts mais à l'horizon 2015 seulement.

Bien qu'étant transitoire, la nouvelle architecture du marché de l'électricité proposée dans le projet de loi pose la question de la responsabilité des investissements et des incitations qui seront données aux fournisseurs d'énergie. En effet, garantir aux fournisseurs alternatifs un accès compétitif au parc de production nucléaire comporte un risque d'aléa moral, les opérateurs n'étant pas incités à investir pour développer le parc. Cela dit, l'accès régulé concerne la production en base du parc existant. Or des partenariats se mettent en place entre EDF et ses concurrents pour la construction des réacteurs de troisième génération. Par ailleurs, il est prévu que les fournisseurs pourront négocier avec EDF des contrats à un prix inférieur au tarif régulé s'ils acceptent en contrepartie de prendre une part du risque supporté par l'opérateur, ou bien de s'associer avec lui sur de nouveaux investissements. Enfin, le projet de loi introduit une obligation de capacité pour les fournisseurs qui bénéficieront de l'accès régulé (Article 2). Cette obligation, qui cible particulièrement les périodes de pointe, peut prendre la forme d'effacements de demande négociés avec les consommateurs ou bien de moyen de production permettant d'assurer l'équilibre offre demande, qui doivent alors être certifiées par le gestionnaire du réseau de transport. Cependant, le texte ne précise pas quels doivent être les montants de ces capacités. Il prévoit simplement une pénalité financière dans le cas où les capacités certifiées s'avèreraient être inférieures aux capacités que détient effectivement le fournisseur. En cas de non acquittement de la pénalité, l'accès régulé de l'opérateur à la base pourrait ainsi être suspendu.

En définitive, la nouvelle organisation du marché de l'électricité permettra d'assurer une transition entre d'une part une situation où le parc nucléaire, détenu par un seul opérateur, ne permet pas à la concurrence de se développer et d'autre part une configuration de plus long terme où le renouvellement du parc permet aux entrants d'intégrer une part du risque et de posséder de fait des droits de tirage sur les centrales en construction. Dans l'état actuel, le texte ne semble pas pouvoir permettre à la concurrence de se développer à court terme. Il apparaît en effet que le prix de l'accès régulé à la base devrait être, pour une période indéterminée, proche du prix actuel du TaRTAM, lequel se situe à un niveau supérieur aux tarifs réglementés de détail. Dans le même temps, la cohérence entre les prix réglementés de détail et le prix de l'accès régulé à la base ne sera assurée que progressivement et ne devrait pas intervenir avant 2015. Par conséquent, on ne doit pas s'attendre à une intensification rapide de la concurrence, du moins au départ, dans la mesure où les fournisseurs payeront l'électricité à un prix supérieur à celui auquel il la revende au consommateur final. En définitive, l'efficacité de la réforme dépendra : (1) du niveau du prix de l'accès régulé à la base et (2) de la vitesse avec laquelle le TaRTAM disparaîtra.

2.3. Les implications sur la consommation d'électricité et les émissions de CO_2

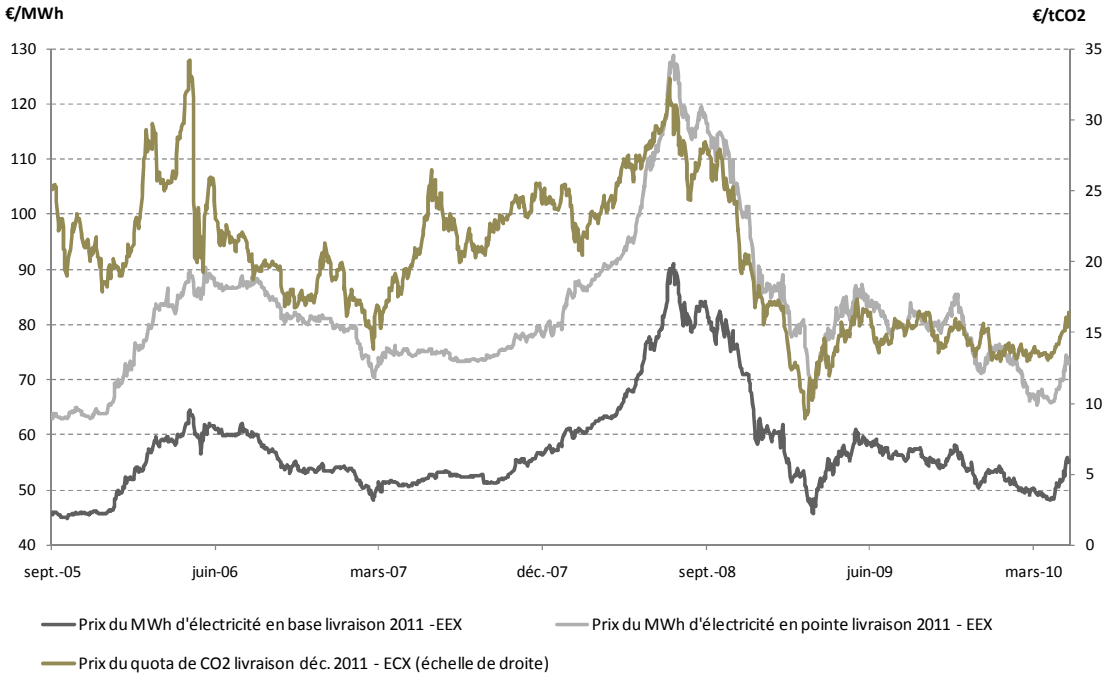
Le maintien des tarifs régulés pour les petits consommateurs renvoie à l'efficacité du signal prix de l'électricité et aux incitations transmises au consommateur en termes de maîtrise de la demande et d'émissions de CO_2. En France la production d'électricité représente environ 15 % des émissions de CO_2, ce qui est faible relativement aux autres pays européens et s'explique par un mix de production électrique composé à 90 % de sources non émettrices. Actuellement, le prix de l'électricité sur les marchés de gros intègre le coût du quota de CO_2, qui représente un coût d'opportunité pour les producteurs et vient en augmentation de leur coût de production marginal. Ce coût varie selon l'intensité en CO_2 des combustibles utilisés pour produire l'électricité. Subséquemment, la part du coût du quota de CO_2 dans le prix de l'électricité dépend de l'intensité en CO_2 de la centrale marginale, c'est-à-dire la dernière unité appelée sur le réseau pour satisfaire la demande. En principe, la composante prix du carbone des prix de l'électricité est plus importante en période de pointe, les unités de production alors utilisées étant plus fortement émettrices. La En accord avec les recommandations de la Commission Champsaur, les tarifs réglementés vont progressivement être construits, d'ici 2015, par addition des coûts de l'accès régulé à la base, des coûts additionnels de fourniture, des coûts de transport et des coûts de commercialisation. L'intégration des coûts de fourniture additionnels dans les tarifs, en d'autres termes des coûts d'approvisionnement sur les marchés de gros et des coûts liés au financement de l'obligation de capacité, permettra d'introduire une plus grande différenciation dans les tarifs et d'inciter davantage le consommateur à maîtriser sa demande. En effet, alors que le prix de l'électricité en base tendra à refléter le coût de l'accès régulé, le prix des KWh vendus en période de semi-base et de pointe correspondra au coût d'approvisionnement sur les marchés de gros, qui intègre le prix des quotas de CO_2, et aux coûts de financement de l'obligation de capacité de pointe. Cela dit, l'impact de cette évolution des tarifs réglementés sur la consommation d'électricité sera plus faible comparé à une libéralisation totale des prix de l'électricité, qui augmenteraient alors fortement.

Figure 3 montre de la sorte qu'il existe une assez bonne corrélation entre le prix à terme des quotas de CO_2 échangés en Europe et les prix de l'électricité, à la fois en base et en pointe, sur le marché de gros français. Là encore, ce résultat est du pour partie au fait que le marché électrique français est interconnecté avec le marché allemand. Néanmoins, si le KWh en base est peu carboné du fait de l'importance de la production nucléaire, il l'est beaucoup plus aux heures de pointes où la centrale marginale est la plupart du temps une centrale à gaz. Or, compte tenu de l'existence des tarifs réglementés de détail, les producteurs n'ont pas la possibilité de répercuter le coût du quota de CO_2 sur les consommateurs finals. Depuis l'instauration du marché européen des permis d'émission échangeables, en 2005, le régulateur n'a pas, ou bien que très faiblement, intégré le prix des quotas dans les tarifs réglementés. De plus, la dichotomie heures creuses/heures pleines n'incite pas suffisamment le consommateur à restreindre sa demande durant les périodes de pointes. Dès lors, la décision de maintenir ces tarifs pour l'ensemble des petits consommateurs apparaît a priori être incompatible avec les objectifs du paquet énergie-climat[5].

[5] Le paquet énergie-climat, adopté par les Etats membres de l'Union européenne lors de la Conférence internationale de Poznań en décembre 2008, fixe un objectif dit des « 3x20 » à l'horizon 2020 et notamment : une réduction de 20 % de la consommation énergétique et des émissions de gaz à effet de serre en Europe.

En accord avec les recommandations de la Commission Champsaur, les tarifs réglementés vont progressivement être construits, d'ici 2015, par addition des coûts de l'accès régulé à la base, des coûts additionnels de fourniture, des coûts de transport et des coûts de commercialisation. L'intégration des coûts de fourniture additionnels dans les tarifs, en d'autres termes des coûts d'approvisionnement sur les marchés de gros et des coûts liés au financement de l'obligation de capacité, permettra d'introduire une plus grande différenciation dans les tarifs et d'inciter davantage le consommateur à maîtriser sa demande. En effet, alors que le prix de l'électricité en base tendra à refléter le coût de l'accès régulé, le prix des KWh vendus en période de semi-base et de pointe correspondra au coût d'approvisionnement sur les marchés de gros, qui intègre le prix des quotas de CO_2, et aux coûts de financement de l'obligation de capacité de pointe. Cela dit, l'impact de cette évolution des tarifs réglementés sur la consommation d'électricité sera plus faible comparé à une libéralisation totale des prix de l'électricité, qui augmenteraient alors fortement.

Figure 3 - L'évolution des prix de l'électricité et du CO_2 sur les marchés à terme



Source : Auteur, à partir des données de Reuters et d'ECX

L'étude d'impact associée à la mise en place de la nouvelle loi électricité a repris les résultats d'une étude réalisée en 2008 pour le Ministère de l'écologie[6]. Elle montre qu'une dérégulation des prix de l'électricité pour les industriels résulterait en une baisse additionnelle de leur consommation de 2 à 6 % à l'horizon 2020 (selon le niveau d'augmentation des prix de l'électricité retenu, c'est-à-dire 10 ou 30 €/MWh) par rapport au scénario de prix régulé, et en une baisse des émissions de seulement 0,4 à 1,2 %. Ce résultat faible nécessite d'être interprété avec précaution. Premièrement, il concerne seulement les consommateurs industriels, or la consommation des clients résidentiels représente tout de même un tiers de la consommation totale d'électricité en France. Par ailleurs, il dépend des hypothèses retenues, et notamment peut varier fortement suivant l'évolution des prix de l'électricité

[6] C-ORDEE, 2008. Evaluation du paquet énergie-climat à l'aide du modèle GEMINI-E3, MEEDDAT.

et du CO_2. Au final, si la baisse de la consommation d'électricité sera probablement moins importante du fait du maintien des tarifs réglementés, la restauration d'un signal prix de marché pour les consommations aux heures de pointes permettra de réduire la demande et partant les émissions de CO_2.

Avec la mise en place de tarifs emboités, les prix de l'électricité devrait par ailleurs évoluer vers le coût de prolongation puis de développement du parc nucléaire, à mesure que la part de l'accès régulé se réduira dans le total de la production. Les prix de l'électricité en base augmenteront dans le futur pour refléter le coût du nucléaire en développement. A court terme, l'adéquation entre les tarifs de détail et le prix de l'accès régulé s'avère être indispensable pour permettre aux fournisseurs alternatifs de pouvoir concurrencer effectivement l'opérateur historique et de proposer de nouvelles offres. Enfin, la réversibilité totale, en donnant aux consommateurs la possibilité de revenir à tout moment vers des offres aux tarifs réglementés, devrait inciter davantage les consommateurs à opter pour des offres libres. Au départ en effet, lors de l'ouverture à la concurrence pour les consommateurs résidentiels en juillet 2007, la non possibilité de revenir vers des offres aux tarifs réglementés avait été une source de frilosité importante de la part des consommateurs.

3. Quelle alternative au projet de réforme du marché de l'électricité ?

Les propositions du rapport Champsaur et par la suite le projet de loi ont été fortement critiqués par un certain nombre d'économistes[7]. De manière générale, ils dénoncent un texte trop conservateur, qui introduit davantage de régulation au lieu de libéraliser totalement le secteur électrique, comme stipulé dans les directives européennes. Plus particulièrement, les oppositions portent sur le maintien des tarifs régulés de détail, jugés incompatibles avec les objectifs de maîtrise de la demande, ainsi que sur la mise en place d'un accès régulé à la base, qui selon eux entraînerait des coûts réglementaires et de lobbying très élevés. Aussi, existe t-il une autre solution pour permettre à la concurrence de se développer, tout en préservant l'avantage du nucléaire pour les consommateurs qui ont contribué au financement du parc ? La principale alternative à la mise en place d'un accès régulé à la base serait de laisser les fournisseurs s'approvisionner sur les marchés de gros et de supprimer les tarifs de détail pour l'ensemble des consommateurs. Cette alternative, qui consisterait à laisser jouer librement la concurrence, offre l'avantage de réduire les coûts réglementaires du système et d'éviter d'introduire des distorsions de concurrence. Elle permet également de transmettre un véritable signal prix de marché au consommateur, notamment en période de pointe, et d'inciter de la sorte ce dernier à réduire sa consommation et à limiter les émissions de CO_2 énergétiques. Cela dit, un tel système présente deux inconvénients majeurs. Premièrement, il revient à faire payer aux consommateurs français, le prix de l'électricité résultant de l'équilibre offre demande sur le marché interconnecté, c'est-à-dire bien souvent le prix de la centrale allemande fonctionnant au charbon ou au gaz. Ensuite, si la suppression des tarifs réglementés de détail permettrait à la concurrence de se développer, ce système pourrait néanmoins atteindre rapidement ses limites, eu égard aux faibles volumes qui transitent sur le marché de gros français.

En ce qui concerne le premier point, il existe différentes méthodes pour faire bénéficier les consommateurs français de l'avantage économique du nucléaire tout en supprimant les tarifs

[7] Voir notamment l'article « Where the Champsaur commission has got it wrong", paru dans le volume 22-7 de The Electricity Journal.

réglementés de détail. Le rapport Champsaur avait étudié la possibilité de mettre en place une taxe sur les bénéfices du nucléaire. Il s'agissait concrètement de taxer la production nucléaire de l'opérateur historique à un taux correspondant à la différence entre le prix de l'électricité en base sur le marché de gros français et le coût moyen de production de l'opérateur. Le produit de la taxe serait ensuite réallouer aux consommateurs directement sur leur facture d'électricité. Cette solution a été écartée par la Commission, cette dernière estimant qu'elle serait difficilement acceptable par les consommateurs, du fait de la volatilité du produit de la taxe et partant des redistributions. Par ailleurs, comme toute politique fiscale, une taxe sur les bénéfices de la production nucléaire ne posséderait pas un caractère pérenne, puisque pouvant être remise en cause par les gouvernements successifs ou à l'occasion des sessions de votes du budget.

En ce qui concerne le second point, l'approvisionnement des producteurs en électricité à un prix compétitif, d'aucuns suggèrent de mettre aux enchères des droits de tirages sur le parc nucléaire de l'opérateur historique. Si cette solution, qui s'apparente aux enchères de VPP mises en place en 2001, présente l'avantage de réduire le coût réglementaire global du dispositif, elles nécessitent d'introduire également des mesures visant à garantir par exemple que l'électricité ainsi achetée ne soit pas revendue à l'extérieur du territoire. Par ailleurs, si les enchères peuvent êtres construites de telle sorte que le prix qui en résulte ne s'éloigne pas trop du coût de production des centrales nucléaires, rien ne garantit que les fournisseurs n'en profiteront pas pour vendre l'électricité au prix du marché de gros et s'accaparer ainsi les bénéfices de la rente nucléaire au détriment des consommateurs.

Enfin notons que la libéralisation des prix de l'électricité, comme on a pu le constater dans la section précédente, n'aurait pas un impact important sur la demande d'électricité et les émissions de CO_2, compte tenu de la faible élasticité-prix de la consommation. En outre, les prix de l'électricité sur le marché de détail devraient évoluer à moyen terme pour refléter davantage le coût d'approvisionnement en semi-base et en pointe et transmettre de la sorte un signal prix de marché aux consommateurs.

Conclusion

Après avoir reçu un avis favorable de la Commission européenne et du Conseil d'Etat, la nouvelle organisation du marché de l'électricité sera discutée au Parlement au cours du mois de mai. Le texte qui sera adopté devrait permettre d'améliorer le positionnement des opérateurs alternatifs sur le marché de détail de l'électricité et d'assurer une transition en attendant le renouvellement du parc de production électrique. Très critiqué sur le principe de la mise en place d'un accès régulé à la base et sur le maintien des tarifs de détails pour les petits consommateurs, le texte introduit néanmoins des garde-fous, tels qu'une obligation de capacité pour les fournisseurs, qui doivent encore être précisés. A l'heure actuelle, les débats se focalisent sur le niveau auquel sera fixé le prix de l'accès régulé à la base, qui interviendra par arrêté avant l'entrée en vigueur de la loi début 2011. La détermination de ce prix est une étape essentielle car trop élevé, il rendrait la réforme caduque. Ce qui semble se dessiner aujourd'hui est non pas un prix proche du coût de production de l'opérateur historique en base, i.e. autour de 34 €/MWh, mais plutôt un prix proche du niveau du TaRTAM, i.e. 42 €/MWh. Mais pour l'heure rien n'est décidé et il est fort probable que le prix qui sera effectivement appliqué évolue encore d'ici l'entrée en vigueur de la réforme. Aussi, la vitesse avec

laquelle évolueront les tarifs réglementés de détail, pour intégrer de manière cohérente le prix de cet accès régulé, apparaît être tout aussi importante. En effet, plus les tarifs réglementés appliqués aux consommateurs finals tarderont à refléter le prix d'accès et moins la concurrence pourra se développer rapidement. Le projet de loi ne semble plus aujourd'hui faire consensus au sein des experts et des acteurs de la filière électrique. Il a néanmoins le mérite d'avoir lancé un débat difficile et de remettre sur la table les questions de concurrence et de tarification dans le marché électrique français.

Références

Assemblée Nationale, 2010. Projet de loi N° 2451 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité. Disponible sur : http://www.assemblee-nationale.fr/13/projets/pl2451.asp

Assemblée Nationale, 2010. Etude d'impact, projet de loi N° 2451 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité. Disponible sur : http://www.assemblee-nationale.fr/13/projets/pl2451-ei.asp

Champsaur, P., 2009. *Rapport de la commission sur l'organisation du marché de l'électricité*, MEEDDM, Paris, France.

C-ORDEE, 2008, Evaluation du paquet énergie-climat à l'aide du modèle GEMINI-E3, MEEDDAT.

Crampes, C., *et al*., 2009. « Where the Champsaur commission has got it wrong", The Electricity Journal, Vol. 22, Issue 7,pp. 81-86.

CRE, 2009. Le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel, Rapport annuel.

CRE, 2010. L'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz, 4ème trimestre 2009.

DGEC, 2003. Etude des coûts de référence de la production électrique, MEEDDM, Paris, France..

Finon, D., 2009. Commentaires sur les recommandations de la Commission Champsaur et contreproposition, CIRED & Gis Larsen.

Les Cahiers du PREC

Série *Information et débats*

n° 4 • mai 2010
La réforme du marché de l'électricité français : quels impacts pour la tarification et la concurrence ?
par Boris Solier

n° 3 • mars 2010
Carbon Market and Climate Negotiations
par Chrisitian de Perthuis et Suzanne Shaw

n° 2 • février 2010
Prix du quota de CO_2 et taxe carbone : les choix économiques après la censure du Conseil Constitutionnel
par Chrisitian de Perthuis

n° 1 • janvier 2010
Prix du quota de CO_2 et taxe carbone : quelques éléments de cadrage
par Chrisitian de Perthuis et Anaïs Delbosc

Programme de Recherche en Economie du Climat
Chaire Finance et Développement Durable de l'Université Paris-Dauphine et de l'Ecole Polytechnique

PREC - Institut Louis Bachelier, Palais Brongniart (4e étage)
28 Place de la Bourse, 75 002 Paris
Tel : +33 (0)1 49 27 56 34
Fax : +33 (0)1 49 27 56 28
Email : contact@prec-climat.org

Trouver plus d'information et télécharger nos publications sur www.prec-climat.org

PREC