

REFGOV

Reflexive Governance in the Public Interest

Institutional Frames for Markets

« Insatisfactions françaises sur l'évolution des prix dans le marché
européen de l'électricité »

2007

By Jean-Michel Glachant

Working paper series : REFGOV-IFM -30

Insatisfactions françaises sur le marché européen de l'électricité

Jean-Michel Glachant, Université de Paris Sud
Groupe de recherche ADIS-GRJM (www.grjm.net)

Les consommateurs professionnels français sont insatisfaits de l'évolution du marché européen de l'électricité. Ou plus exactement, ils sont insatisfaits de ce qu'ils voient en France, depuis deux ans environ, comme résultats d'une décennie de réformes impulsées par la directive européenne de 1996 qui a lancé la construction du « *marché intérieur de l'électricité* ». C'est en février 1997 qu'a commencé l'ouverture à la concurrence, pour une poignée de très gros consommateurs électro-intensifs. Mais c'est seulement en été 2004 que cette concurrence potentielle est arrivée devant la porte de tous les consommateurs professionnels (plus de 4,5 millions). Et le résultat le plus visible, pour l'instant, ce sont des prix qui montent sur les factures, ou des prix qui s'affichent en forte hausse sur les marchés de gros, ou des prix qu'on nous annonce encore plus élevés pour le prochain round de renouvellement des contrats de fourniture.

Mais qu'a-t-on fait depuis 6 ou 7 ans, depuis la grande crise de Californie en été 2000-printemps 2001, pour mettre les réformes électriques européennes sur un sentier vraiment vertueux ? A-t-on respecté les principes de base de l'économie de marché pour protéger la compétitivité de tous les professionnels consommateurs d'énergie ? Comment le Gouvernement français ou EDF pourraient-ils penser nous faire payer les prix du gaz et du charbon, ou des permis d'émission du CO₂, de l'Angleterre ou de l'Allemagne, alors que notre production d'électricité en France est nucléaire ou hydraulique à 90° ou 95 % ?

Je proposerai dans cet article des éléments de réflexion sur ces questions que se posent légitimement les professionnels français, tout en leur rappelant amicalement ce qu'ils savent déjà. Les universitaires comme moi sont formés pour parler de tout et de rien, mais n'ont jamais exercé de véritables fonctions de responsabilités, ni en entreprise ni dans les

administrations. Les seules prévisions totalement fiables des universitaires sont leurs prévisions du passé récent à partir d'un passé plus ancien. La seule promesse crédible que je puis faire ici à mes lecteurs est que je n'ai rien de vraiment intéressant à leur vendre, puisque je m'engage à n'être pas candidat, à quoi que ce soit, pendant la longue année électorale 2007.

I- Docteur ès sciences économiques, j'ai mal à mes prix d'achat, est-ce sérieux ou grave ?

Pour faire un diagnostic non totalement subjectif sur les causes de cette douleur persistante, nous verrons successivement les prix de gros des bourses d'électricité, qui sont les prix de référence des marchés libres, puis les prix régulés.

I-1- les prix de gros, prix de référence du marché libre

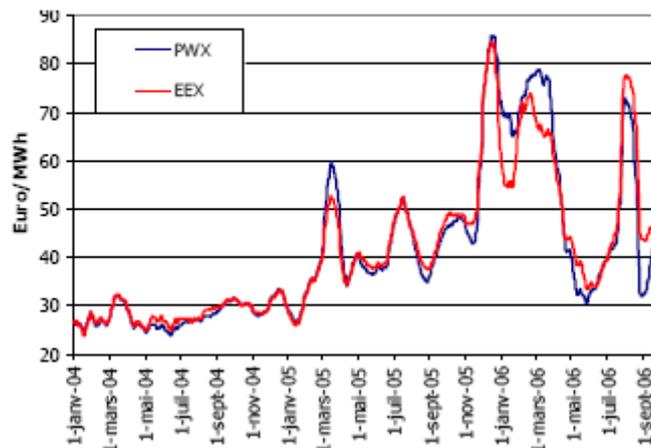
Il est absolument exact que les prix de référence du marché libre, qui sont les prix des marchés de gros, ont très fortement augmenté depuis 2004. Et qu'ils sont ainsi devenus une préoccupation permanente pour tous les grands consommateurs électro-intensifs. Et une cause d'insatisfaction majeure pour tous ceux qui attendaient des résultats visibles de l'ouverture complète des marchés des professionnels à la concurrence en juillet 2004.

On voit très bien, sur la Figure N°1, que les prix de gros de la bourse française Powernext étaient, pour une fourniture en base, nettement inférieurs à 30 euros par MWh sur la plus grande partie de l'année 2004 (hors taxes, hors réseaux et hors charges de service public). Mais ces prix ont décollé dans l'hiver 2004-2005, pour évoluer alors dans une bande entre 40 euros et 80 euros. Ce qui a souvent représenté une hausse de 100 %, et parfois de 200%, par rapport aux zones calmes d'avant l'été 2004.

On voit aussi, sur la Figure N°2, que ces hausses n'ont pas été considérées par ces mêmes marchés de gros comme momentanées ou transitoires, puisqu'aux mêmes moments les prix à

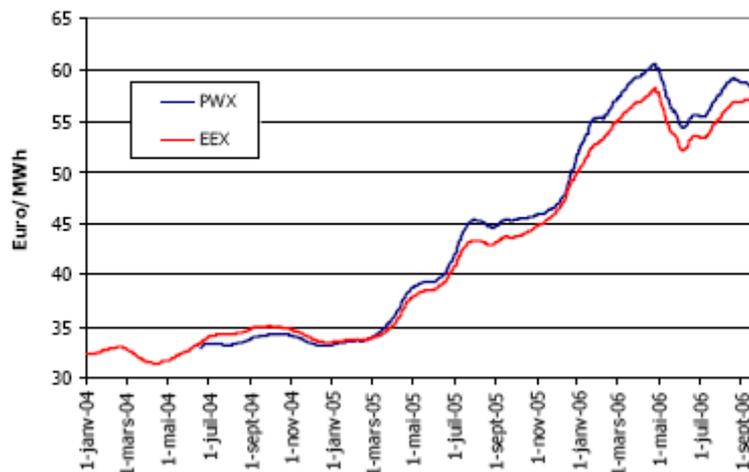
terme, à l'échéance + 1an, étaient tous vus au cours de l'année 2004 entre 30 et 35 euros pour l'année suivante, puis à partir du printemps 2005 entre 35 et 45 euros pour l'année suivante, et enfin entre janvier et septembre 2006 entre 45 et 60 euros par MWh.

Figure N°1
Prix des bourses française (PWX) et allemande (EEX)
pour un ruban de consommation 24Heures /24
Prix spot Base
 - moyenne mobile 28 jours -



Source : Commission de Régulation de l'Énergie, Observatoire du 3^e Trimestre 2006.

Figure N°2
Prix des bourses française (PWX) et allemande (EEX)
pour un ruban de consommation 24H/24 livrable 1 an plus tard
Prix Futures Y+1 Base
 - moyenne mobile 28 jours -



Source : Commission de Régulation de l'Énergie, Observatoire du 3^e Trimestre 2006.

Cependant on constate aussi, sur ces mêmes figures, qu'il ne s'agit pas d'un phénomène franco-français puisque, dans leurs grandes tendances, les marchés français et allemand évoluent de concert. Les bourses Powernext et EEX nous montrent ainsi des niveaux de prix et des profils d'évolution comparables, tant sur le marché Spot que sur le marché à terme.

I-2- les prix régulés, prix réels pour 85% des professionnels

Nous avons vu l'importance des hausses de prix sur les marchés de gros, mais il faut garder présent à l'esprit que le marché libre ne fournit directement que moins de 15 % des sites éligibles. Car plus de 85% d'entre eux n'avaient toujours pas fait jouer leur éligibilité au 3^e trimestre 2006 (donnée CRE), et conservaient ainsi une fourniture par l'opérateur historique (EDF ou DNN) facturée au tarif régulé. Je ne connais pas avec précision les volumes qui y correspondent. La CRE a indiqué, en été 2006, que les fournisseurs non EDF ont livré environ 40 TWh aux clients éligibles. (soit environ 13 % de ce marché en volume). On sait d'autre part que les réseaux (de transport : RTE, ou de distribution) sont eux aussi tenus d'acheter l'énergie pour leurs pertes au prix de marché et au moyen d'enchères (environ 32 TWh).

Il faut donc maintenant regarder l'évolution des prix d'énergie pour les clients professionnels restés au tarif. Ce prix d'énergie n'est qu'implicite, puisque le tarif régulé est « global ». Ce prix implicite peut être calculé en soustrayant le tarif d'accès au réseau et les charges de service public. Les clients professionnels « régulés » paient au tarif vert, au tarif jaune, ou au tarif bleu, suivant leur puissance de consommation. Regardons plus précisément le cas du tarif vert C8 d'un grand industriel (données publiées par le régulateur français CRE).

A l'ouverture du marché en l'an 2000 pour les consommateurs de 16 GWh, ce grand client pouvait trouver son énergie à environ 31 euros par le moyen du tarif vert C8, ou à moins de 20 euros sur le marché à terme du marché de gros. L'énergie au prix de marché était donc plus

de 50% moins chère qu'au tarif régulé. Trois ans plus tard, en janvier 2003, les prix à terme du marché, en remontée, avaient atteint 25 euros tandis que le prix implicite du tarif vert, en descente, se tenait vers 28 euros. Les prix de marché étaient donc encore inférieurs de 10% au prix d'énergie du tarif régulé. Mais à partir de 2004, le prix de marché est passé au dessus du prix implicite du tarif régulé. Et en janvier 2006, le prix de marché de l'énergie était arrivé à 103% au dessus du tarif régulé.

Par rapport au tarif vert, le tarif jaune est encore plus intéressant pour les consommateurs professionnels moyens, qui sont en général des PME consommant entre 150 MWh et 1 000 MWh par an. Ce qui explique sans doute que moins de 5% d'entre eux aient fait jouer leur éligibilité (contre 15 % dans les deux autres catégories de professionnels), et que moins de 1 sur 1000 ait quitté le fournisseur historique (contre 5 % dans les deux autres catégories de professionnels). Par contre pour les petits consommateurs professionnels, comme les professions libérales, le tarif régulé est le tarif bleu qui est le moins intéressant des trois tarifs régulés.

Cependant, selon le régulateur CRE (*Rapport d'activité 2006*), les tarifs vert et jaune des professionnels ne reflètent plus les conditions actuelles de production et de commercialisation de l'énergie électrique en France. Et l'activité d'EDF en production et en commercialisation d'énergie ne serait plus rentable aux tarifs jaune et vert, alors qu'elle l'est toujours au tarif bleu. Le détail de ces calculs n'est pas public, et je ne sais pas jusqu'à quel point le niveau du tarif bleu compense le niveau des deux autres tarifs. La France n'est pas le seul pays où les tarifs régulés sont inférieurs aux coûts des opérateurs historiques. Ainsi, en Espagne, le compte d'approvisionnement des clients régulés affiche déjà un déficit de plus de 5 milliards d'euros, que le gouvernement s'est engagé à rattraper sur une période de 15 ans !

En conclusion, on peut déduire de ces données, que le prix de l'énergie pour les consommateurs professionnels des tarifs « vert » et « jaune » ne pourra certainement pas baisser à moyen terme, et qu'il ne pourra qu'augmenter.

II- Mais pourquoi la concurrence n'apporte-t-elle pas les baisses de prix qu'on en attend ?

Nous venons de voir que les prix de l'énergie des tarifs vert et jaune étaient inférieurs au coût complet de l'opérateur historique. Mais alors comment les marchés de gros ont-ils pu afficher des prix encore plus bas pendant plusieurs années (de 2000 à 2003) ? Et pourquoi ne pourrait-on pas attendre de la concurrence qu'elle fasse durablement baisser les prix de l'énergie électrique ?

II-1 les marchés concurrentiels ne fixent pas leurs prix à partir des coûts complets

Tout d'abord, les marchés concurrentiels de l'électricité ne fixent pas les prix de gros à partir des coûts complets de l'énergie. Et ce pour deux grandes catégories de raisons.

Premièrement, il n'existe pas un seul coût complet de l'électricité, mais plusieurs. Car l'industrie électrique exploite toujours plusieurs technologies différentes de production, pour pouvoir résoudre le problème de la non-stockabilité de l'énergie alors que le niveau de la demande est lui-même variable et aléatoire (variations horo-saisonniers). Pour fournir la « base » de la demande, l'industrie électrique peut utiliser des équipements plus coûteux en frais fixe, mais avec un coût variable et un coût complet plus bas. Mais elle devra utiliser des équipements moins coûteux en frais fixe, et avec un coût variable et un coût complet plus élevés, pour fournir la « pointe » de la demande.

Deuxièmement, sur un marché concurrentiel, on ne peut charger ses frais fixes aux clients que si les conditions de marché le permettent. Si la concurrence est vraiment vive, le prix de marché va naturellement descendre vers les coûts variables, et le recouvrement des frais fixes

sera reporté à une période ultérieure plus favorable aux producteurs. Cette période plus favorable arrive naturellement au moment où une technologie plus coûteuse en frais variables est nécessaire pour équilibrer le marché en y apportant les volumes supplémentaires appelés par la demande. C'est le cas des pointes horo-saisonnères, qui apportent ainsi un complément de revenu pour les moyens de production en base. C'est aussi le cas, plus généralement, quand les capacités de production sont « tendues ». Puisque alors les prix de marché ne sont plus rabaissés par la concurrence vers les frais variables des moyens de production en base.

II-2 la volatilité et les cycles de prix sur les marchés concurrentiels

Les prix d'énergie sur des marchés concurrentiels de type « Spot » peuvent donc osciller grandement et varier très rapidement : d'heure en heure ; d'un jour à l'autre. C'est la volatilité des prix Spot. Ces prix Spot peuvent descendre jusqu'au coût de court terme des moyens en base qui, dans certains cas extrêmes, pourraient même être négatifs. Par exemple, si une centrale en base ne voulait pas s'arrêter pour redémarrer plus tard, et préférerait payer une autre centrale pour s'effacer. Ces prix Spot peuvent monter jusqu'au ciel, dans certaines pointes horaires ou journalières extrêmes, quand on ne trouve plus de moyens de production supplémentaires disponibles, et qu'on doit payer des consommateurs très flexibles pour qu'ils s'effacent (on se rapproche ainsi du fameux « coût de la défaillance » pour les consommateurs restant alimentés). Les prix Spot de l'électricité sont particulièrement volatiles car l'électricité n'est pas stockable. On ne peut pas acheter moins cher pendant les courts moments où c'est moins cher, et déplacer la quantité pour le revendre pendant les pointes supérieures de prix.

Les prix oscilleront moins sur les marchés à terme, mais ils peuvent quand même bouger beaucoup. Ce sont des prix typiquement cycliques. On y trouvera typiquement des bandes de prix à terme de l'énergie qui peuvent durablement descendre en dessous du coût complet des moyens en base, pendant les années de « vache maigre » avec surcapacités ; et monter

durablement au dessus du coût complet des moyens en base, pendant les années de « vache grasse » avec tension sur les capacités. Ceci n'est pas un cas unique parmi l'ensemble des marchés de gros. De nombreux marchés de « commodités » fonctionnent de manière similaire, avec d'importants cycles de prix (*cf.* par exemple le cuivre et l'aluminium). Ici encore, une particularité notable de l'électricité est l'absence des stockages et des déstockages qui permettraient aux « arbitragistes » de pouvoir lisser les cycles de prix.

II-3 les changements massifs du coût de l'énergie primaire : gaz, charbon, et nucléaire

Les prix des marchés concurrentiels de l'énergie électrique sont naturellement volatiles et cycliques. Mais cela n'implique pas que l'introduction de la concurrence n'y ait toujours que des effets transitoires : bénéfiques pendant la phase de surcapacité, puis maléfiques pendant la phase de tension sur les capacités. L'introduction de la concurrence peut faire durablement baisser les prix si elle peut favoriser un changement massif du coût de l'énergie primaire. Car l'énergie électrique n'est que de l'énergie secondaire, générée à partir d'une source d'énergie primaire.

Le prix de marché peut baisser durablement avec l'ouverture à la concurrence, s'il existe une énergie primaire bon marché abaissant le coût des nouvelles centrales par rapport à des centrales déjà en fonctionnement chez les opérateurs historiques. C'est ce que la génération au gaz a apporté au marché anglais pendant plus de dix ans en renversant la position du charbon, ou aux Etats-Unis, également pendant la période des prix bas du gaz. Cependant cette période est terminée et, aujourd'hui, la génération au charbon est redevenue, tant aux USA qu'en Angleterre, plus économique que celle au gaz.

Le nucléaire pourrait-il, à la faveur des hausses actuelles de prix, lancer une nouvelle vague de baisse de coûts et susciter des investissements massifs bouleversant les parcs existants de centrales à combustible fossile ? Comme le gaz a pu le faire, à sa manière, dans la dernière

décennie du XXe siècle. On se souviendra ici que le nucléaire, à la différence du « cycle combiné au gaz », n'est pas une technologie banalisée, raisonnablement évaluée par son seul coût complet prévisionnel (*levelised cost*). Et que le nucléaire comporte bien des difficultés spécifiques d'implantation, de financement, de construction, d'exploitation, et de fin de vie, qui ne lui permette pas d'entrer rapidement et facilement dans le cycle d'investissement des producteurs alternatifs aux opérateurs historiques.

III- Est-ce que les marchés sont manipulés ? Ou pas assez surveillés ?

Admettons que les tarifs régulés vert et jaune soient inférieurs aux coûts complets de l'opérateur historique en France, que les capacités de production sont plus tendues en Europe qu'il y a sept ou huit ans, et ajoutons l'hypothèse qu'il n'existe pas de nouvelle source d'énergie miraculeuse pour casser la structure des coûts des marchés de gros européens. Tout ceci ne prouve absolument pas que les marchés existants fonctionnent normalement. Au contraire, si les capacités de production sont plus tendues et qu'il n'existe pas de menace crédible d'entrée en production à bas coût, les démons de la manipulation des marchés électriques ne peuvent-ils pas se déchaîner encore plus facilement ?

III-1 des marchés organisés peu liquides

Dans le climat actuel, il est exact que mêmes des actions de très petite dimension peuvent avoir de lourdes conséquences sur les équilibres des marchés de gros. Ainsi le régulateur CRE montre, dans son rapport 2006, qu'un seul ordre d'achat horaire d'une cinquantaine de MWh en mars 2005 a pu entraîner les prix Spot à la hausse pour 145 euros supplémentaires. Certes il s'agit d'un cas extrême. Mais la consommation moyenne en France est d'environ 1,3 millions de MWh par jour, donc autour de 70 000 MWh par heure entre 8h et 20h. Cet étalon

de mesure (50 / 70 000) montre bien à quel point la bourse Powernext, où se déterminent nos prix de gros, peut être illiquide à certains moments et donc très sensible à toutes sortes d'opérations marginales.

On voit ici le problème de représentativité, et aussi de confiance, que pose la détermination des prix de gros en France sur un marché organisé faiblement représentatif du parc de production et de l'ensemble des consommations. Le fait que l'électricité n'est pas stockable implique que ce ne soit pas un bien homogène aux différentes échelles de temps, et donc que les choix d'engagement de centrales des producteurs peuvent avoir autant d'effets sur les marchés que l'annonce explicite de prix. Ce problème n'est pas propre à la France et se retrouve, bien qu'à des degrés différents et sous des formes très différentes, dans la plupart des pays du continent. Aux Pays-Bas, par exemple, dès que les interconnexions sont saturées dans le sens des importations, les prix de gros bondissent sur la bourse APX. La transaction marginale congestionnante aux frontières donne donc un fort signal d'orientation des prix de gros intérieurs.

III-2 pas de manipulation ou pas de preuves de manipulation ?

Cependant le régulateur français, la CRE, ayant analysé les pics de prix sur Powernext n'a identifié aucune tentative de manipulation volontaire des prix. Comme les prix de la bourse française sont normalement influencés par les liaisons avec l'Allemagne, et que l'Allemagne est devenu le premier fournisseur extérieur du marché français avec une vingtaine de TWh par an, la CRE a également analysé les flux transfrontaliers France - Allemagne. Elle y a détecté quelques anomalies du sens des flux, mais aucune anomalie relevant d'actes délibérés de manipulation des cours.

Il reste vrai, néanmoins, que les sources d'influence des prix du marché organisé sont multiples. Mais la CRE s'est vue interdire par le législateur français (Loi du 13 Juillet 2005)

de surveiller les marchés bilatéraux et non organisés (dits « OTC »), soit 90 % des échanges français en gros. Par ailleurs, la transparence générale du marché français demeure faible du côté de l'offre, puisque la disponibilité prévisionnelle du parc français et sa production réalisée ne sont connues que de l'opérateur historique qui reste en dehors du marché organisé. Ce qu'on appelle « marché organisé » fonctionne un peu comme un « second marché », ou comme un « marché hors cote », quand on a retiré toutes les transactions de premier ordre, pour ne s'intéresser qu'aux transactions de second ordre.

La seule source complète de surveillance du marché français et de ses liens avec les marchés voisins est donc, en ce moment, l'enquête sectorielle de la Direction européenne de la concurrence (la DG COMP). Cette enquête approfondie et exhaustive, a collecté ses données principales en été 2005 et a terminé ses analyses à la fin de 2006. Les principales conclusions et recommandations doivent sortir vers la fin la première quinzaine de 2007. Selon les indiscretions du *Financial Times*, au début de janvier, E.ON et RWE seraient les deux principales cibles des actions antitrust de la DG COMP, mais pas EDF ou Electrabel, les deux premiers opérateurs sur le marché français.

V- Pourquoi payer pour le charbon et le gaz et les permis d'émission de CO2 de l'Angleterre ou de l'Allemagne ?

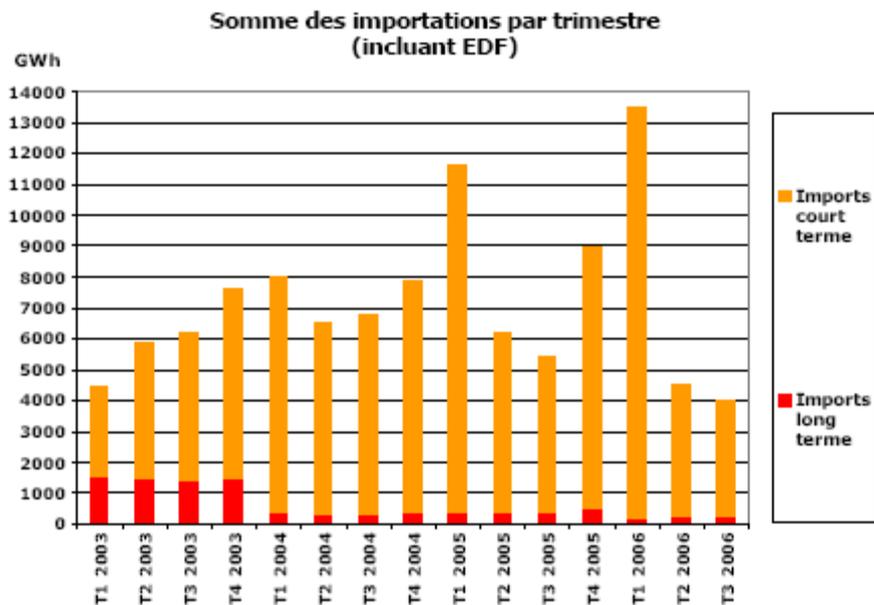
Si on ne trouve pas en France de sources manifestes de manipulation des prix, et si nos frontières sont à peu près normalement ouvertes à l'importation à partir de nos voisins, on peut aussi faire l'hypothèse que notre grand opérateur national, historique et dominant, laisse la frange concurrentielle fixer les prix de gros en France et sur les frontières. Comme les voisins de la France possèdent des parcs de production fortement équipés en centrales au charbon ou au gaz (sauf la Suisse, non membre de l'Union européenne), et que les concurrents

d'EDF construisent en France des cycles combinés au gaz, cela revient-il à dire que l'ouverture du marché en France fait disparaître les effets économiques de notre parc, essentiellement nucléaire et hydraulique, sous ceux des parcs à combustible fossile de nos voisins ?

V-1 le poids et les prix de nos voisins

On peut remarquer tout d'abord que les importations jouent un rôle non négligeable dans l'approvisionnement de l'offre alternative en France, puisque celle-ci réalise environ 80 % de nos importations. D'autre part, on doit constater que nos importations ont nettement augmenté pendant les mois froids du premier trimestre : 4 TWh en 2003, 8 TWh en 2004, 11 TWh en 2005 et plus de 13 TWh en 2006.

*Importations françaises en volume trimestriel
(Janvier 2003 à Septembre 2006)*

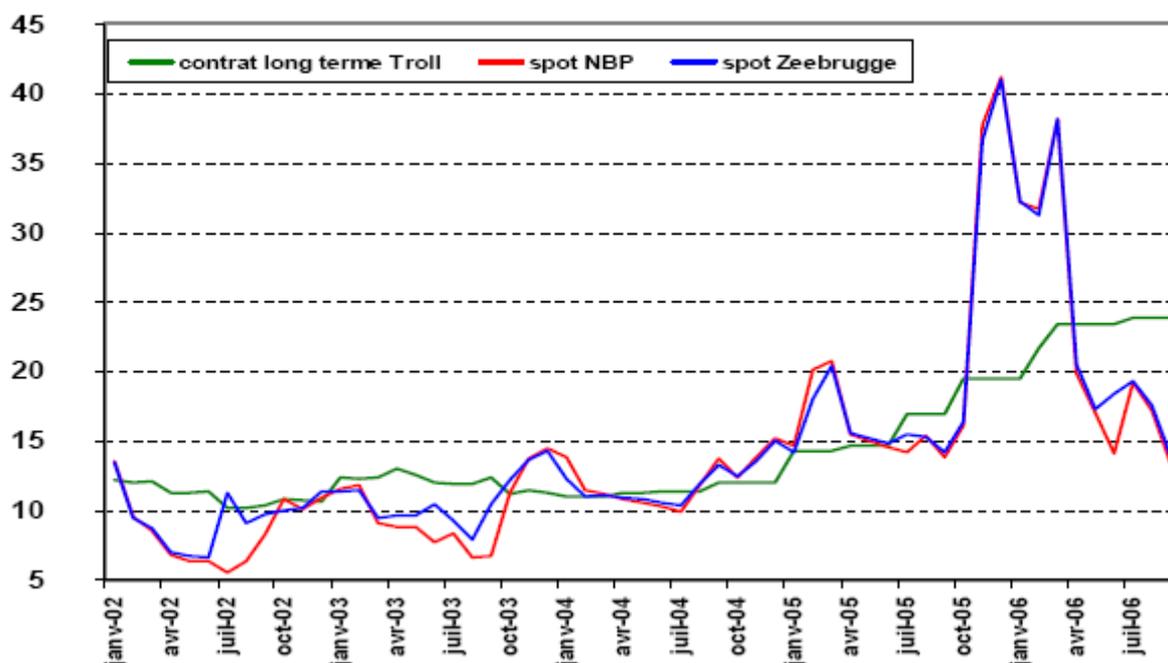


Source : Commission de Régulation de l'Énergie, Observatoire du 3^e Trimestre 2006.

On sait que les prix du gaz ont bondi depuis 2004 pour les prix Spot (janvier 2004 + 30 % par rapport à janvier 2003), et encore plus en 2005 et 2006 (janvier 2006 + 200 % par rapport à janvier 2003). Mais c'est également vrai pour les contrats de long terme : le contrat norvégien Troll, parti de 10 euros le MWh en juillet 2002, frôle les 25 euros en juillet 2006. Or il faut deux MWh de gaz pour faire 1 MWh d'électricité. La hausse des prix du gaz pousse donc mécaniquement le prix de gros d'électricité de 30 euros par MWh pour un approvisionnement en combustible par contrat de long terme, et jusqu'à 60 euros par MWh en hiver 2005-2006 pour un approvisionnement en gaz sur le marché Spot.

Prix du gaz au jour le jour (Spot) et sous contrat pluriannuel (Long Terme)
(Janvier 2002 – Septembre 2006)

Comparaison du prix spot NBP et Zeebrugge et du contrat long terme Troll délivré à Zeebrugge en Euro/MWh



Source : Commission de Régulation de l'Énergie, Observatoire du 3^e Trimestre 2006.

On sait aussi que les combustibles fossiles sont désormais soumis au nouveau régime européen des permis d'émission de CO₂. En décembre 2004 la valeur de marché d'un permis

d'émission d'une tonne de CO₂ était de 8 euros, mais elle atteignait 22 euros en septembre - décembre 2005, et 27 euros en janvier – février 2006. La génération au gaz produit environ 1/5 de tonne de CO₂ au MWh, et la génération au charbon 1/3 de tonne. Le prix de gros de l'électricité des centrales au gaz a donc augmenté mécaniquement de 3 euros entre fin 2004 et fin 2005, et encore de 1 euro supplémentaire au début 2006 (+ 4 euros). Les calculs de David Newbery à l'Université de Cambridge confirme ces ordres de grandeur : de 35 à 65 euros de hausse mécanique des prix de gros en provenance du gaz et des permis de CO₂. Au point que les rapports de coût entre la génération au gaz et la génération au charbon se sont inversés en Angleterre. Et, en conséquence, au cours du premier trimestre de 2006 les centrales anglaises ont brûlé 23 % de plus de charbon et 12 % de moins de gaz qu'au premier trimestre 2005.

Bien sûr cette hausse des prix de la génération au gaz, en poussant tous les prix de marché à la hausse, crée globalement une énorme rente pour les producteurs. D'une part, parce que la distribution initiale des permis d'émission de CO₂ a été gratuite. L'effet de 3 ou 4 euros de revenu en plus par MWh double le bénéfice du producteur. D'autre part, parce que les parcs les plus « gazières » ne le sont que pour 1/3 environ de la génération. La rente générée pour les autres moyens de production, notamment la génération nucléaire ou hydraulique, peut atteindre l'équivalent de leur coût complet de long terme ! Bien sûr un tel niveau de rente est énorme. Mais il n'est pas la preuve d'une manipulation des prix par les producteurs nucléaires ou hydrauliques. Cette rente apparaît ici comme un effet d'aubaine. Un peu comme la rente perçue par l'Arabie Saoudite doit monter quand de nouveaux pétroles beaucoup plus coûteux poussent le prix de marché beaucoup plus haut.

Encore faut-il, pour percevoir cette rente, pouvoir vendre sa production au prix du marché de gros. Et donc servir des clients sortis du régime des prix administrés. Ce n'est pas le cas, nous l'avons vu, pour 85 % des clients professionnels en France, ni pour 100 % des clients non professionnels. La bataille autour des conditions du maintien au tarif administré, ou des

conditions de sortie et de rentrée, devient donc un enjeu formidable : 28 euros d'un côté (tarif vert) et 55 à 80 euros de l'autre (prix du marché à terme, en base et en pointe, à la fin 2006).

Nous mettrons de côté les prolongements politiques et parlementaires de cet enjeu, particulièrement aigus en période préélectorale. Les débats et le vote de la loi sur l'énergie en septembre - octobre 2006 resteront sans doute des morceaux d'anthologie, au moins pour les universitaires toujours friands d'anecdotes pour égayer leurs cours.

Il ne reste alors que deux repères nouveaux pour deviner l'avenir des prix professionnels en France au delà des élections présidentielles et législatives de 2007. C'est, d'une part, l'accord en voie de finalisation du consortium des grands consommateurs français électro-intensifs : 40 euros ? 45 euros le MWh ? C'est aussi, d'autre part, l'accord récent entre EDF et le commercialisateur Poweo pour échanger de la base nucléaire contre de la génération au gaz dispatchable : prix non encore « fuités ». Rien de ceci ne dessine autre chose qu'une hausse inexorable, à moyen terme, de plus de 50 % du prix de la fourniture actuellement au tarif vert. Les vœux de politesse sont encore de circonstance au moment où je clos cet article : Bonne(s) et heureuse(s) année(s) 2007, 2008, etc. !

Références

M. ARMSTRONG et A. GALLI, “*Are day-ahead prices for electricity converging in continental Europe? An exploratory data approach*”, CERNA; Ecole des Mines de Paris, février 2005.

Commission de Régulation de l'Énergie, *Rapport d'activité 2006*, juin 2006.

Commission de Régulation de l'Énergie, *Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz*, 1^{er}, 2^e et 3^e trimestres 2006.

C. CRAMPES, J-M GLACHANT, R. GREEN, C. Von HIRSCHHAUSEN, F. LÉVÊQUE, et S. STOFT “The acquisition of Endesa by Gas Natural: Why antitrust authorities should be cautious?”, *Electricity Journal*, Vol 19, N°2, pp. 62-68, March 2006.

J.-M. GLACHANT et M. SAGUAN, « Une frange concurrentielle en France encerclant EDF ? », *Revue de l'Énergie*, N°572, juillet - août 2006.

D. NEWBERY, *Climate change policy and its effect on market power in the gas market*, EPRG Spring Research Seminar, Cambridge, 19 May 2006.

Powernext, *Day Ahead Statistics*, 2006.

Powernext, *Futures Statistics*, 2006.