

Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2009-2010

Synthèse du rapport

Octobre 2010

Electricité

Les prix et le négoce d'électricité

Le marché de gros a poursuivi sa progression en 2009 avec un volume total échangé atteignant près de 750 TWh. Ceci représente une augmentation de près de 15% par rapport à l'année précédente, en dépit d'une baisse des injections physiques constatées sur le réseau. Cette croissance des volumes négociés est par ailleurs principalement liée à une progression du négoce sur le marché à terme, notamment au cours du premier trimestre 2009, dans un contexte de prix plus faibles qu'en 2008.

L'année 2009 a en outre été marquée par un très net recul du solde exportateur français qui s'est poursuivi au premier semestre 2010. Cette dégradation du solde des échanges est principalement liée à une disponibilité particulièrement faible du parc nucléaire au cours de cette période. On note toutefois à partir de juin 2010 un redressement très net des exportations, lié là encore à l'amélioration de la disponibilité nucléaire.

Avec un prix spot moyen de 43,01 €/MWh en 2009, le prix français de l'électricité a été inférieur à celui constaté en 2008 (-38%). Une baisse similaire a également été constatée sur les prix à terme de l'électricité (-30%) ainsi que sur l'ensemble des prix des produits énergétiques (pétrole, gaz, charbon, CO2) après les niveaux record atteints en 2008. La persistance d'une marge positive entre les prix à terme allemands et français de l'électricité peut par ailleurs témoigner de l'intégration par le marché d'une prime de risque sur le produit annuel pour livraison en France, du fait notamment de la plus grande thermo-sensibilité de la demande électrique et de la moindre liquidité du marché français.

Le marché spot français a été marqué par l'occurrence de pics de prix au cours de l'hiver 2009-2010. Le pic du 19 octobre 2009, durant lequel le prix spot a atteint la valeur de 3 000 €/MWh durant 4h, a fait l'objet d'une délibération de la CRE en date du 20 novembre 2009. Cet épisode avait conduit la CRE à demander à EDF de mettre en œuvre les moyens nécessaires pour renforcer la fiabilité insuffisante des données prévisionnelles de son parc de production. Elle avait en outre demandé à l'UFE d'améliorer la transparence des données prévisionnelles. L'UFE a par la suite mis en place en juin 2010 et annoncé pour fin 2010 de nouvelles mesures visant à améliorer le degré de transparence sur le marché de gros français de l'électricité.

Un second pic de prix, de moindre ampleur, a également eu lieu le 12 janvier 2010. Les investigations réalisées par la CRE à cette occasion ont permis de constater qu'EDF n'offrait pas de façon automatique certains volumes liés à des effacements dans les matrices d'offres transmises à EPEX Spot. EDF a précisé qu'une partie des effacements sont déjà systématiquement proposés au marché et a informé la CRE que cette pratique allait être étendue aux effacements EJP Nord et à certains effacements industriels. La CRE considère que ces mesures opérationnelles apportent une évolution favorable au fonctionnement du marché de gros français de l'électricité et a pris note de l'engagement d'EDF de mettre en œuvre ces décisions à brève échéance.

L'analyse et la transparence de la production

L'analyse des données de production de chaque unité permet d'établir qu'en 2009, les durées d'utilisation des différentes filières ont été cohérentes avec les coûts marginaux de production de chacune d'entre elles. Elle permet également d'observer qu'au cours de l'année 2009 les frontières ont été moins souvent marginales qu'en 2008, tandis que la marginalité du nucléaire s'est légèrement accrue, bien qu'elle demeure inférieure à 10%.

La comparaison des coûts marginaux du système EDF et des prix spot issus de l'enchère EPEX a montré que, sur les heures où EDF Trading est supposée être marginale, l'écart prix/coût s'est élevé en 2009 en moyenne à 6,5%. Corrigé des valeurs liées au pic de prix du 19 octobre 2009, ainsi que des occurrences parfois négatives des modèles d'optimisation, l'écart prix-coût s'établit sur l'année 2009 à 3,3%.

Sur la base de ces résultats, la CRE considère que, sur l'année 2009, l'écart entre prix et coûts marginaux est à des niveaux qui ne caractérisent pas un abus de position dominante.

La politique de gestion du risque d'EDF a par ailleurs fait l'objet d'un examen particulier. L'optimisation de la position d'EDF sur les marchés est effectuée par EDF Trading qui, dans le cadre de cette politique, respecte le critère de « risque 1% » à 16 heures. A cette fin, une marge d'incertitude sur les volumes disponibles à la vente est prise en compte pour couvrir les aléas susceptibles d'affecter l'équilibre offre – demande d'EDF entre le fixing de la bourse et 16h. La CRE considère que cette marge n'a pas d'impact dans les configurations sans tension sur le marché spot français ainsi que dans les configurations où EDF est acheteur. En revanche la CRE a soulevé la question de l'impact potentiel de cette marge dans le cas de tensions sur le marché spot de l'électricité, sans véritable tension physique sur le système électrique. Le prix de marché pourrait dans ce cas se fixer à des niveaux qui dépassent ceux qui auraient résulté de l'offre à la vente de tout ou partie de cette marge, selon son prix d'offre. EDF a informé la CRE que, sous réserve d'études approfondies des impacts opérationnels, une modification des modalités d'application de la politique de risque allait être mise en œuvre d'ici fin 2010, de sorte que le respect du risque 1% soit satisfait au moment de la soumission des offres sur EPEX Spot et non plus à 16h, et ainsi que le risque soit désormais porté par EDF y compris entre le fixing de la bourse et 16h.

Dans l'attente des résultats de ces études, la CRE considère qu'une telle évolution serait de nature à clarifier le partage des rôles et des responsabilités entre EDF et EDF Trading et améliorerait les modalités d'intervention du groupe sur les marchés de gros de l'électricité.

S'agissant de la transparence des données de production, le dispositif de transparence de l'UFE s'est étoffé en 2009 et 2010, avec en particulier la publication de prévisions de disponibilité pour chaque unité de production de puissance supérieure à 100 MW depuis le 1er juillet 2010. L'UFE a par ailleurs annoncé pour la fin de l'année 2010 la publication pour ces unités des arrêts fortuits sous un délai de 30 minutes.

Malgré ces progrès, la fiabilité des données prévisionnelles reste perfectible. L'analyse des prévisions, publiées jusqu'alors de façon agrégée pour les différentes filières, montre ainsi une surévaluation statistique des prévisions à court et moyen terme. Dans le cas de la filière nucléaire, la disponibilité réalisée est ainsi statistiquement inférieure aux prévisions publiées en J-1. Ces écarts feront l'objet d'un suivi régulier et d'une analyse plus précise permettant d'expliquer leur amplitude.

L'analyse des transactions

Cette section du rapport analyse les offres soumises par les différents acteurs du marché sur la plateforme EPEX Spot Auction pour la France. Un examen plus attentif de l'évolution des carnets d'ordres suite au pic de prix du 19 octobre 2009 a montré que les offres à tout prix n'ont diminué que pendant une dizaine de jours après le pic de prix.

Les nominations journalières aux frontières ont été étudiées au regard des différentiels de prix day-ahead, pour identifier les nominations à contre-sens des différentiels de prix frontaliers. Entre 2008 et 2009, le nombre d'acteurs nominant des capacités journalières à contre-sens a augmenté principalement sur les frontières allemandes à l'import, espagnole à l'export, et à la frontière britannique dans les deux sens. Plusieurs acteurs concernés ont été interrogés. Les explications avancées portent pour l'essentiel sur l'inefficacité de certains mécanismes d'échange, l'enchaînement des clôtures des places de marché, ou encore l'insuffisante liquidité du marché day-ahead français ou des marchés adjacents.

Gaz

Les prix et le négoce de gaz

L'année 2009 a été propice au développement des échanges sur les marchés de gros du gaz. L'offre s'est révélée abondante sur les marchés mondiaux du fait de la production de gaz non conventionnel aux Etats-Unis et de l'arrivée de volumes importants de GNL. Face à une demande restée déprimée compte tenu du contexte récessif, notamment en Europe et en France, les prix de gros observés sur les principales places de marché européennes ont atteint des points bas en 2009 et se sont inscrits en net retrait par rapport aux prix des contrats d'approvisionnement à long terme indexés sur les produits pétroliers. Dans ce contexte, les marchés de gros du gaz ont constitué une source

d'approvisionnement attractive pour les fournisseurs de clients finals et ont représenté, côté producteurs, un débouché pour les volumes de gaz non vendus dans le cadre des clauses de take-or-pay des contrats à long terme.

Les volumes livrés aux PEG ont ainsi augmenté de 90 TWh, net reflet de la progression des échanges sur les marchés de gros dans un contexte de baisse de la consommation : les livraisons aux PEG représentent en 2009 presque la moitié du volume total des livraisons physiques, contre 29% en 2008. La zone Nord concentre toujours l'essentiel des livraisons.

Les volumes des transactions ont quant à eux plus que doublé pour la quasi-totalité des produits, aussi bien sur le marché spot que sur le marché à terme. Cette croissance en volumes ne se reflète que marginalement sur la taille du marché du fait de la baisse spectaculaire des prix du gaz en 2009 : les transactions négociées s'élèvent à 2,2 milliards d'euros en 2009, en progression de 13% par rapport à 2008.

L'évolution des prix de gros sur les marchés gaziers a pour sa part été marquée tout au long de 2009 et sur les premiers mois de 2010 par une déconnexion nette avec les références de prix issus de contrats à long terme indexés sur le pétrole. Cette déconnexion a été la conséquence des excédents de gaz sur les marchés mondiaux dans un contexte de demande déprimée, même si celle-ci montre en 2010 des signes de reprise.

Les prix de marché ont donc fortement baissé en 2009, avant d'entamer un mouvement de hausse, qui s'accélère depuis le printemps 2010. Cette tendance, observée sur les principales places de marché en Europe, a réduit l'écart entre prix de marché et prix des contrats de long terme indexés sur le pétrole, même si cet écart reste encore significatif.

C'est dans ce contexte que la CRE a mené un audit de la formule d'approvisionnement de GDF SUEZ, dont les conclusions ont été rendues publiques par délibération du 31 août 2010.

L'utilisation des infrastructures

Les conditions de l'accès aux infrastructures gazières ont continué à s'améliorer en 2009, permettant à un nombre croissant d'acteurs d'intervenir sur le marché : le nombre d'utilisateurs est en constante augmentation sur les réseaux de transport et de stockage.

Les engagements de GDF SUEZ de limiter à 50% sa part dans les capacités d'importation en France constituent un élément majeur d'ouverture des marchés. Ils ont en effet permis à des fournisseurs alternatifs de réserver des capacités d'entrée en France dès octobre 2010 pour des volumes significatifs. Ces engagements s'accompagnent d'un certain nombre d'investissements visant à accroître les capacités d'entrée en France au Nord comme au Sud.

L'accès aux infrastructures en zone Sud est resté encore très contraint en 2009 et les capacités d'entrée ont tout juste permis de couvrir la consommation et les stockages : la liaison Nord-Sud a été utilisée à 96%. La récente mise en service de Fos Cavaou a cependant amélioré significativement l'approvisionnement de la zone Sud, ce qui devrait se poursuivre avec la mise en service à moyen terme de capacités supplémentaires d'entrée en provenance de l'Espagne.

L'approvisionnement des nouveaux entrants

Les fournisseurs alternatifs s'approvisionnent principalement aux PEG et en importations. Si la structure de l'approvisionnement reste relativement équilibrée entre ces deux sources, la part d'approvisionnement aux PEG a légèrement augmenté depuis 2008, passant de 57% à 59% en 2009. Cette tendance s'observe au Nord mais aussi, plus récemment, dans les zones Sud et Sud Ouest. Après la fin du programme de gas release en 2008, le recours aux PEG a dans un premier temps reculé avant de progresser rapidement au début de 2010.