

Quelle Europe électrique et gazière ?

Le monde de l'énergie connaît de profondes transformations, alors que les marchés européens ont été libéralisés principalement dans une vision de court terme. Réflexion sur le bouquet énergétique et définition d'une architecture de marché pertinente : tels sont les deux enjeux majeurs qui doivent être traités rapidement et sans tabou.

par **Patrick Buffet,**
Délégué général de Suez

«**D**ans les années à venir, une meilleure visibilité sur le marché des permis d'émission et les besoins de capacité permettra de poser sur de bonnes bases économiques à l'échelle européenne la compatibilité du marché et d'une politique d'investissements pertinente-» Rapport IGF-CGM sur les prix de l'électricité, octobre 2004.

L'Europe électrique et gazière a vécu au cours de la dernière décennie une transformation majeure de sa structure de marché sous l'influence des directives communautaires organisant sa libéralisation progressive. Elle n'est néanmoins qu'au début des défis qu'elle devra surmonter pour parvenir à une organisation stabilisée. Dans les années à venir, le renchérissement du coût des énergies fossiles, dans un contexte de dépendance gazière accrue, l'entrée en vigueur progressive des mécanismes issus du protocole de Kyoto et surtout le besoin considérable d'investissements auquel le secteur devra faire face constitueront des défis majeurs dont personne ne peut jurer avec certitude

qu'ils seront surmontés dans la nouvelle organisation des marchés.

Le présent article ne prétend certainement pas apporter l'ensemble des réponses à ces questions déterminantes pour le secteur et partant l'économie européenne dans son ensemble. Il vise, plus modestement, à partir d'un rappel des principaux enjeux, à préciser les chantiers qui devraient être rapidement ouverts si l'on veut conforter la compatibilité entre la nouvelle organisation des marchés électriques et gaziers et la finalité de ce secteur, à savoir apporter à ses clients une énergie sûre à un coût compétitif, permettant à l'Europe de garantir sa sécurité.

Un cadre européen en pleine mutation

Une profonde mutation dans l'organisation des marchés...

Les faits sont bien connus. Sous l'impulsion des différentes directives communautaires, nous avons assisté au cours des dernières années à une mutation du secteur électrique et gazier. Partant d'une organisation centrée sur des acteurs nationaux intégrés sur l'ensemble de la chaîne de valeur – production, transport, distribution, fourniture – la position de la Commission européenne a visé à supprimer tout monopole n'ayant pas le caractère d'un «-monopole naturel-» et à inciter à plus de concurrence sur les segments dits libéralisés. Ce processus est en partie lié au progrès technique ou à l'émergence de nouvelles technologies (les turbines à gaz dans le domaine de la production essentiellement) qui ont remis en cause l'existence systématique de rendements d'échelle aux différents stades de la chaîne de valeur. Il part également des critiques adressées aux anciens monopoles accusés selon les cas d'inefficacité, de pratiquer des subventions croisées injustifiées ou d'avoir cap-

turé, au sens de la théorie économique de Stigler, leur régulateur.

La nouvelle physionomie du secteur s'articule donc selon quelques figures dominantes, même si les modalités d'application demeurent par bien des aspects assez nationales:-

--une séparation qui, selon les cas, est comptable, juridique ou patrimoniale entre des activités qui continuent de relever d'une logique de monopole naturel – les réseaux essentiellement – et des activités soumises à la concurrence se situant en pratique aux deux extrémités de la chaîne de valeur, soit pour l'électricité la production et la fourniture de la commodité-;

--l'émergence d'acteurs non plus strictement nationaux mais pan-européens visant, dans un cadre de marché libéralisé, à tirer le meilleur parti de leur portefeuille d'actifs pour développer leurs avantages comparatifs par rapport à leurs concurrents. Ceci explique pour partie la forte concentration du secteur à laquelle on a pu assister au cours des années 2000-2002. Même si le marché européen présente d'ores et déjà un degré élevé de concentration – pour donner un ordre de grandeur, les cinq premiers électriciens européens représentent plus de 60 % de la capacité installée contre un peu moins de 25 % pour leurs homologues américains – je pense que cette tendance est appelée à se poursuivre. Les nouvelles acquisitions des électriciens allemands en Europe de l'Est, le règlement par EDF du dossier Edison en Italie comme les récents mouvements en Espagne plaident d'ailleurs en ce sens. Cette mutation n'est d'ailleurs pas sans conséquence sur le dimensionnement des réseaux et notamment des interconnexions transfrontalières. Historiquement, les interconnexions ont en effet été conçues dans une optique de secours mutuel entre les pays, pour éviter les écroulements en cascade des réseaux et non comme des axes d'échanges commerciaux dans un espace communautaire entièrement libéralisé-;

--enfin, la structuration du marché autour de bourses d'électricité, de marchés de gré à gré ou de marchés d'ajustement, qui constituent aujourd'hui des références pivots dans la formation des prix au niveau européen avec, selon le degré d'interconnexion des marchés, des liens plus ou moins nets entre les prix constatés dans les différents pays et surtout une influence des bouquets énergétiques limitrophes sur la formation des prix dans chaque pays.

... dans un secteur confronté dans les années à venir à des défis majeurs

Cette mutation dans l'organisation des marchés intervient à mon sens à un moment critique pour le secteur énergétique dans son ensemble et, partant, pour l'industrie européenne. C'est à la fois une bonne et une mauvaise nouvelle. Une bonne, dans le sens où,

Le cadre européen connaît une profonde mutation dans l'organisation des marchés

si le secteur démontre dans le cadre actuel sa capacité à surmonter les défis à venir, un pas important aura été franchi dans la crédibilisation de sa nouvelle organisation. Une mauvaise, dans la mesure où le risque que le secteur n'y parvienne pas, faute d'une architecture de marché adéquate, n'est pas nul, ce qui plaide pour ouvrir rapidement un certain nombre de chantiers, j'y reviendrai dans la seconde partie de cet article. Mais d'abord, quelques éléments sur les défis. Ils sont à mon sens au nombre de trois:-

--d'abord, le renchérissement des combustibles fossiles qui induit partout en Europe une pression sur les prix. L'évolution récente des prix des combustibles classiques, soit de 20 à 60 USD/baril pour le pétrole brut en moins de 4 ans, le doublement du prix du charbon à plus de 65 €/tonne, le prix du gaz naturel qui dépasse les 23 €/MWh au point de cotation de Zeebrugge, tous ces éléments concordent pour entraîner les prix de l'électricité à des niveaux structurellement plus élevés. Ceci conduit de plus en plus à une remise en cause des bénéfices de la libéralisation des marchés par les consommateurs notamment industriels qui ont presque naturellement

associé libéralisation et baisse de prix. Ce malaise est aggravé par le fait que même les pays dans lesquels les combustibles fossiles ne pèsent que mineurement dans le parc de production connaissent des prix calqués sur les marchés dominés par les combustibles fossiles (le cas de la convergence des prix français et allemands est à ce titre une bonne illustration) ;

--ensuite, l'entrée en vigueur des dispositifs environnementaux issus pour partie du protocole de Kyoto et dans l'Union européenne du système EU-ETS. L'envolée récente des prix des certificats fait que la mise en place dans le secteur électrique des restrictions d'émission de CO₂ depuis le 1^{er} janvier 2005 s'est accompagnée d'une forte hausse des prix de l'électricité. De nombreux observateurs estiment que le coût du CO₂ pèse largement sur

les prix de l'électricité, alors même qu'une large majorité des quotas est

attribuée gratuitement aux producteurs jusqu'à 2007. Il y a là également un facteur de malaise-;

--enfin, et c'est probablement le point le plus structurant pour les années à venir, l'Europe passe progressivement d'une situation de surcapacité à une situation de sous-capacité. Les besoins tant en gaz qu'en électricité ont régulièrement augmenté au cours des dernières années et cette tendance devrait se poursuivre. Selon les estimations de la Commission européenne, la consommation d'électricité en 2030 sera supérieure de près de moitié à celle que l'on constate aujourd'hui. S'agissant du gaz naturel, le marché devrait pour sa part s'accroître d'environ 40 % d'ici 2030. Pour faire face à la croissance attendue de la consommation énergétique, et plus particulièrement d'électricité et de gaz naturel, les infrastructures actuelles devraient se révéler bientôt insuffisantes. Aussi devient-il urgent d'anticiper les besoins en infrastructures nécessaires. Au-delà des simples délais de construction, c'est avant tout l'ampleur des investissements à réaliser qui nous impose également une réflexion sur la politique énergétique à conduire. En électricité, d'ici à 2030, l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) estime

à plus de 750 GW pour l'Europe des 25 les besoins en nouvelles capacités de production nécessaires pour couvrir l'augmentation prévue de la demande et pour remplacer les centrales existantes devenues entre-temps obsolètes. Ces investissements sont estimés à près de 650 B€. A ces besoins de nouvelles centrales, s'ajoutent d'importants investissements dans le transport d'électricité afin de résorber les congestions existantes le long des connexions actuelles entre les différents réseaux européens. Ces «-autoroutes électriques-» sont indispensables pour éviter que ne se reproduisent des coupures comparables à celle survenue en Italie en 2003, mais sont également nécessaires à l'émergence d'un réel marché européen intégré de l'électricité, plus efficient que la juxtaposition actuelle de marchés nationaux. Ici encore, les investissements à réaliser sont colossaux et pourraient, toujours selon l'Agence internationale de l'énergie, se monter à environ 100-B€ d'ici à 2030.

Nous sommes donc aujourd'hui à l'aube d'une phase majeure de relance des investissements électriques et gaziers dans un cadre de marché radicalement différent de celui qui avait conduit à la sécurité d'approvisionnement sur laquelle nous vivons actuellement. Ce cadre étant présent, le problème étant posé, je souhaiterais à présent aborder les deux principaux paramètres qui conditionnent largement la résolution de l'équation. Ce sont les deux défis des années à venir:- la question du bouquet énergétique, et la question d'une architecture de marché permettant que les investissements puissent se réaliser en temps utile.

Deux défis majeurs pour l'Europe de l'énergie

1^{er} défi : la question du bouquet énergétique

Qui dit investissement dit, de fait, choix de technologie pour la production d'électricité avec, dans ce domaine, un triple faisceau de contraintes:-

--l'indépendance énergétique:- la dépendance énergétique européenne

s'accroît depuis le milieu des années 1990. L'épuisement des ressources propres, qu'elles soient pétrolières, gazières ou houillères, conjugué à la croissance des besoins en énergie fossile, devrait accentuer encore davantage cette tendance. La dépendance énergétique globale de l'Europe pourrait ainsi atteindre près de 70 % d'ici à 2030. Ceci nous rend de plus en plus vulnérables aux chocs extérieurs, d'autant plus que l'Europe se fournit auprès d'un nombre limité de pays. L'exemple de la Russie est parlant. Les importations de gaz Russe représentent déjà 23 % de la consommation européenne de gaz naturel et continuent leur progression régulière ;

--la compétitivité-prix-: on le voit aujourd'hui en France dans les revendications de prix des industriels. Il y a fort à parier que ce débat va se généraliser en Europe. La présidence britannique envisage en effet de mettre en place au niveau communautaire un groupe de travail visant à étudier les moyens d'assurer un niveau compétitif mais également moins volatile des prix sur la plaque européenne ;

--la contribution aux objectifs de Kyoto. Quelques chiffres pour situer les enjeux-: pour une consommation annuelle mondiale de combustibles fossiles de l'ordre de 7,5 Gtep, on estime les émissions de carbone dans l'atmosphère à environ 6,5 milliards de tonnes de carbone. Or, il semble que les «-puits naturels-» de carbone que sont le sol, les arbres et les océans ne soient capables de résorber que 3 milliards de tonnes par an, soit un peu moins de la moitié des émissions anthropiques, avec pour corollaire une augmentation nette de la concentration de CO₂ dans l'atmosphère conduisant à son réchauffement. Selon le dernier rapport du Groupe d'experts inter-gouvernemental sur l'évolution du climat, la température devrait augmenter de 1,5 °C à 5,8 °C d'ici à 2100 si les scénarios tendanciels ne sont pas inversés. Le défi est donc de réduire les émissions carboniques, et ce indépendamment de la ratification ou non du processus de Kyoto puisqu'il y aura en tout état de cause de nouvelles négociations sur un après-Kyoto (1).

Cette mutation dans l'organisation des marchés intervient à un moment critique pour le secteur énergétique

Dans cette perspective, le secteur de la production d'électricité a un rôle important à jouer puisqu'il est responsable au niveau mondial de 39 % des émissions de CO₂.

Comment se positionnent dans cette perspective les différentes solutions en termes de bouquet énergétique-?

D'abord, il faut à mon sens bien garder en tête que les énergies renouvelables ne constituent pas une véritable alternative. L'hydroélectricité bute sur un manque de sites disponibles pour de nouveaux développements-: 70 à 80 % environ du potentiel européen est déjà exploité et les nouveaux développements anticipés sont désormais des petites installations, qui pourront jouer un rôle local précieux, mais ne changeront pas le profil énergétique européen de manière majeure. Les progressions de capacité anticipées par la Commission européenne et l'Agence internationale de l'énergie ne dépassent pas 10 à 15 GW. L'éolien rencontre pour sa part d'autres facteurs limitatifs : il reste significativement plus onéreux que les autres sources d'électricité, et ne peut se développer sans incitations financières conséquentes, compte tenu notamment des capacités de secours à mettre en place pour prendre le relais en l'absence de vent-; il est par ailleurs également tributaire de l'acceptation locale-; enfin il bute sur des limites physiques dues aux spécificités climatiques requises pour l'implantation d'éoliennes

avec des sites en quantité limitée.

Je pense pour ma part qu'il y a en

Europe un vrai avenir pour la filière nucléaire qui apporte une réponse intéressante aux trois contraintes que j'ai mentionnées. C'est tout le sens et l'opportunité de la relance du nucléaire à travers l'EPR en France. La contribution du nucléaire à l'indépendance énergétique est en effet indiscutable. D'un point de vue économique, les études publiques disponibles montrent que le coût du MWh d'origine nucléaire est compétitif, notamment pour une production en base. Par ailleurs, la composante combustible du MWh d'origine nucléaire est très faible. Une forte augmentation du prix du combustible n'a donc qu'un impact limité sur le prix de l'électri-

cité produite, à la différence de l'énergie produite par les combustibles fossiles. Ceci est d'autant plus précieux dans un contexte marqué par une forte progression récente du prix des hydrocarbures. L'autre avantage majeur du nucléaire est à rechercher du côté des émissions de gaz à effet de serre : la production d'électricité nucléaire n'en génère pas, ce qui favorise le respect du protocole de Kyoto. Cet avantage environnemental se concrétisera en un avantage sur les coûts de production, dès lors que les émissions de CO₂ des centrales conventionnelles se verront pénalisées.

Cela étant, tant pour des raisons tenant aux délais de construction qu'à des positions encore divergentes des Etats-membres sur l'opportunité d'une relance du nucléaire, de nouvelles centrales fonctionnant à partir de combustibles fossiles, et particulièrement au gaz, seront nécessaires en Europe. Ainsi, selon les estimations de l'Agence internationale de l'énergie, la part des centrales au gaz dans le bouquet électrique de l'Union européenne devrait passer de 17 % en 2000 à près de 30 % en 2010. Ceci ne devrait d'ailleurs pas rester sans conséquence sur la physiologie des secteurs gaziers et électriques qui devraient en toute rigueur connaître une imbrication de plus en plus étroite du fait de la «-convergence-» entre les deux énergies.

La convergence gaz-électricité trouve en effet sa source dans ce caractère de plus en plus lié de ces deux énergies. Globalement, la part d'électricité produite à partir de gaz en Europe de l'Ouest oscille aujourd'hui autour de 20 %. Réciproquement, si l'on considère l'ensemble des ventes de gaz en Europe, on constate que plus de 20 % est destiné à être consommé dans les centrales électriques.

Au-delà, l'analyse des chaînes de valeur du gaz et de l'électricité permet de mettre en évidence un certain gisement de synergies qui paraissent appeler au niveau opérationnel une imbrication croissante des activités des entreprises gazières et électriques.

(1)-C'est une nécessité dans la mesure où i) Kyoto s'arrête à 2012-; ii) il ne vise que les pays développés (et les Etats-Unis ne l'ont pas ratifié) alors même que, selon les estimations de l'AIE, les émissions de la Chine et l'Inde dépasseront dès 2015 celles des Etats-Unis.

En effet, une gestion intégrée du gaz et de l'électricité permet d'étendre les opportunités d'arbitrage-prix entre le gaz et l'électricité. Ces opportunités sont d'autant plus importantes que les acteurs disposent de flexibilité tant dans leur approvisionnement en gaz (via des clauses contractuelles suffisamment souples, des capacités de stockage adéquates notamment) que dans leurs ventes (interruptibilité des clients). A cet égard, parmi les sources de gaz possibles, le Gaz naturel liquéfié (GNL) constitue une source de flexibilité supplémentaire de par la possibilité qu'il offre de modifier le site de livraison du gaz et, partant, de développer le champ des arbitrages possibles.

Au-delà, en aval de la chaîne de valeur, c'est-à-dire au niveau des ventes aux clients tant industriels que particuliers, deux bénéfiques sont particulièrement notables. D'une part, les économies d'échelle qui peuvent être réalisées au niveau des forces de ventes, des services clientèles, des équipes de facturation. La convergence gaz-électricité est de ce point de vue un élément important de réduction du coût du service (*cost to serve*) qui constitue un facteur de compétitivité déterminant dans un marché de l'énergie libéralisé. D'autre part, et c'est également un facteur important de compétitivité, un effet de fidélisation de la clientèle par la capacité à proposer des offres multi-énergies dont on se rend compte qu'elles peuvent constituer un élément important de conquête et d'appréciation des clients.

Les bénéfices attendus de cette convergence entre le gaz et l'électricité conduisent à modifier très significativement la dynamique des acteurs. On assiste ainsi progressivement à une abolition de la segmentation traditionnelle entre gaziers et électriciens et à l'émergence d'un modèle européen d'acteur multi-énergies. Ce sont par exemple les plans de développement ambitieux dans l'électricité mis en œuvre par des acteurs historiquement purement gaziers comme Gaz de France ou, en Espagne, Gas Natural. Réciproquement, les principaux électriciens européens se dotent d'une composante gazière soit par partenariat avec des gaziers (exemple de Union Fenosa en Espagne avec ENI), soit plus souvent par acquisition: la

meilleure illustration à ce jour étant le rachat par E.ON du grand gazier Ruhrgas mais cette dynamique est également à l'œuvre dans l'opération de rachat d'Edison par EDF.

2^e défi : la question d'une architecture de marché permettant que les investissements puissent se réaliser en temps utile

Il faut garder à l'esprit que la Commission européenne s'est principalement préoccupée jusqu'à ce jour des moyens de développer la concurrence sur les marchés libéralisés dans un horizon de court terme. Dans cette perspective, le degré de concentration du secteur dont on a vu qu'il était d'ores et déjà élevé en Europe a constitué un point d'attention particulier et sans doute excessif. Or, la physionomie du secteur et la recomposition éventuelle du paysage des acteurs seront une question importante dans les années à venir dans le prolongement des grands mouvements de concentration constatés dans les années 2000-2002.

La période 2003-2004 a certes marqué une pause imposée par ailleurs par le nécessaire assainissement des bilans. Qu'en sera-t-il pour les années à venir maintenant que les principaux acteurs ont reconstitué leurs marges de manœuvre? Comme je l'indiquais précédemment, je crois que la convergence gaz/électricité va pousser à de nouveaux rapprochements ou à tout le moins de nouvelles coopérations entre les grands acteurs. La récente annonce par le gazier espagnol Gas Natural d'une offre sur l'électricien Endesa semble d'ailleurs l'attester.

Faut-il dès lors s'inquiéter d'une nouvelle vague de concentration du secteur-et notamment y voir les prémices de concrétisation du risque souvent avancé d'un oligopole européen qui aboutirait au paradoxe d'une reconstitution des rentes que la libéralisation était supposée faire disparaître?

Parfois renaît même l'idée que la solution permettant une concurrence optimale au profit des consommateurs résiderait dans la désintégration des acteurs et, à la limite, dans un paysage énergétique européen morcelé à l'extrême. Outre les problèmes qu'une telle

approche me semble poser dans un secteur à forte intensité capitalistique intrinsèque et mettant en évidence des effets d'échelle sensible à partir d'une certaine taille du parc, elle invite surtout à une réflexion renouvelée sur la notion de «-marchés pertinents-».

Pour être considéré comme pertinent, tout marché doit englober l'ensemble des acteurs ayant un accès, à la fois physique et économique, au marché en question. Or, il apparaît de plus en plus difficile de cerner correctement en Europe les zones d'action des différents agents du marché électrique. Le développement continu des échanges transfrontaliers et le caractère international des acteurs tendent à rendre obsolète une analyse en termes de marchés nationaux. Or, alors que l'objectif final reste la création d'un marché commun de l'électricité, les dernières décisions de la Commission européenne concernant les fusions-acquisitions du secteur utilisent encore le marché national comme critère pertinent.

Le sujet de fond, dans un modèle de concurrence, me semble résider dans une approche élargie de la contestabilité des marchés qui, comme nous l'enseigne la théorie économique, incite chaque producteur/offreur à ne pas s'éloigner durablement de l'optimum en terme d'offre. Un nombre limité d'acteurs rend-il les marchés moins contestables? Pas nécessairement, dès lors que trois conditions sont réunies: La première porte sur les acteurs et sur la capacité réelle de chacun d'entre eux à conquérir les clients de ses concurrents, ce qui passe à mon sens par une certaine surface financière – et donc une certaine taille – ainsi que par la capacité de soumettre des offres compétitives.

La deuxième, qui est par bien des aspects une condition de réalisation de la première, porte sur l'accessibilité effective des marchés. Il faut, pour assurer la contestabilité, des interconnexions suffisantes entre les marchés et des accès non discriminatoires aux infrastructures de réseau. Or, sur ces deux points, beaucoup reste à faire. S'agissant des infrastructures, il faut se rappeler qu'elles ont été essentiellement calibrées dans une optique de secours mutuel entre les pays, ce qui n'est pas exactement la même chose que d'en

faire les axes de développement des échanges commerciaux-transfrontaliers dans un espace communautaire entièrement libéralisé.

Par ailleurs, l'Europe électrique reste encore largement une juxtaposition de réseaux nationaux. A tel point qu'on ne parle d'ailleurs pas d'Europe électrique mais d'une «-plaque de cuivre-» continentale (France, Allemagne et Bénélux) et «-d'îles électriques-», certaines au caractère insulaire avéré (Angleterre), d'autres moins (Italie, Espagne) mais toutes mal interconnectées aux réseaux de la plaque centrale. Cette situation n'est pas complètement nouvelle mais la libéralisation du secteur électrique vient faire peser une contrainte supplémentaire sur ces réseaux transfrontaliers.

On assiste alors logiquement à une multiplication des congestions. S'agissant de l'accès des tiers aux réseaux, les directives communautaires en posent le principe mais force est de constater que sa mise en œuvre demeure variable d'un pays à l'autre et que nous aurions, à mon sens, tout à gagner à une harmonisation au plan européen.

Une dernière condition enfin portant sur la surveillance du secteur (éviter les ententes)-qui passe par un renforcement des pouvoirs des régulateurs. Il faut de ce point de vue que l'Etat ou le régulateur indépendant puisse jouer un rôle qui dépasse la simple notion de développement de la concurrence. L'important ne semble pas, en effet, de viser une structure de marché déconcentrée ou faiblement intégrée. On ne doit pas non plus viser une réduction de prix telle que les perspectives d'investissement se réduisent, ni condamner l'investissement en faisant planer sur lui de possibles évolutions réglementaires une fois ces investissements réalisés. Deux objectifs sont en revanche fondamentaux. Il s'agit de limiter, d'une part, d'éventuels abus de position dominante (particulièrement dans un marché où l'élasticité de la demande est très faible) et d'œuvrer, d'autre part, dans une perspective de développement et d'investissement à long terme. A cet égard, ne perdons pas de vue que la notion d'oligopole

n'est pas en soi une organisation de marché critiquable. Elle ne le devient que lorsque cette structure conduit à des abus par le jeu d'ententes d'où un rôle important pour la régulation qui devrait selon moi dépasser le cadre strictement national pour migrer vers le niveau européen.

Au-delà, une régulation efficace doit permettre d'introduire une vision de long terme dans un secteur dont les règles de marché portent essentiellement sur le court terme. Je souhaiterais

La Commission européenne s'est principalement préoccupée jusqu'à ce jour des moyens de développer la concurrence sur les marchés libéralisés dans un horizon de court terme

pour finir insister sur ce point qui me semble déterminant. En effet, tandis que les systèmes électriques monopolistiques étaient basés sur une logique de planification avec des prévisions de demande de long terme, cette planification est remplacée, dans un contexte libéralisé, par le fonctionnement du marché et l'intervention du régulateur.

Or, l'observation des acteurs du secteur conduit à un schéma cyclique et souvent inefficace de l'investissement: dans un contexte où le marché apparaît en relative surcapacité au moment de la libéralisation, l'ouverture du marché conduit à une baisse des investissements qui se traduit par une élimination des unités de production les moins rentables et une augmentation du taux d'utilisation des centrales. Les prix et les coûts peuvent donc baisser jusqu'à ce que les capacités de réserve deviennent faibles. Leur faiblesse conduit alors à certains pics tarifaires qui peuvent soit signifier un abus de position dominante soit un manque d'investissement de base. Plus ces mini-crisis se développent, plus les centrales de pointes (permettant de répondre à un pic de court terme) se multiplient. Ces investissements en centrales de pointe retardent en même temps les investissements plus lourds qui seraient nécessaires mais qui sont beaucoup plus coûteux et plus risqués. Lorsque la décision d'investir dans ces grosses centrales est prise, il est souvent déjà trop tard au regard du temps nécessaire à leur construction.

Ces réflexions ont permis de dresser à la fois les contraintes et les perspectives dans lesquelles l'Europe électrique et gazière va se mouvoir. Pour ma part,

je considère absolument nécessaire d'instaurer les conditions d'un marché pleinement concurrentiel soumis à une régulation vigilante et assurant la sécurité d'approvisionnement à long terme de l'Europe.

Dans ce cadre, je propose:-

--d'abord, d'amorcer sans attendre un débat sur l'évolution des équilibres offre/demande en Europe. Compte tenu de la nouvelle dynamique des marchés, cet exercice doit nécessairement être communautaire et raisonner à tout le moins à l'échelle des sous-marchés interconnectés, dans l'attente de la réalisation effective d'un grand marché électrique européen. Les projections nationales sont en effet impuissantes à cerner l'évolution des équilibres au-delà des frontières nationales. Malgré toutes ses vertus, la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) française en est une bonne illustration lorsqu'elle postule, pour établir le dimensionnement adéquat du parc français à moyen terme, une annulation du solde exportateur à la pointe, hypothèse dont la robustesse mériterait d'être testée en englobant les prévisions d'équilibre offre/demande dans les pays limitrophes;

--ensuite, d'inciter les opérateurs à effectuer à temps les investissements nécessaires. Les réglementations adoptées jusqu'à présent n'ont guère mis l'accent sur de telles pratiques. Si elles étaient mises en œuvre, certaines mesures pourraient même aller à l'encontre de l'investissement (*price-cap...*). Des solutions économiques existent sans doute (mise en place de marchés de capacité, marges de réserve imposées aux opérateurs) qui présenteraient toutes des avantages et des inconvénients et, faute de solution univoque, il serait utile d'ouvrir sérieusement ce chantier.

Réflexion sur le bouquet énergétique et définition d'une architecture de marché pertinente, tels sont les deux enjeux majeurs qui doivent être traités rapidement et sans tabou. Ils sont la condition nécessaire pour que l'Europe puisse, à travers ses grands groupes énergétiques, apporter à ses entreprises et à ses citoyens une énergie sûre et à un coût en ligne avec ses exigences légitimes de compétitivité. ●

