



La conférence qui s'est tenue à l'*Hôtel Iéna* le 23 avril 2007 avait pour objectif de dresser un état des lieux du processus actuel de libéralisation des marchés de l'énergie en Europe. L'accent a plus précisément été porté sur ceux du gaz et de l'électricité.

A l'heure actuelle, il n'existe pas de politique commune de l'énergie à l'échelle européenne. Cette absence pose d'autant plus d'interrogations que le secteur énergétique a joué un rôle fondateur dans la construction européenne et que les enjeux politiques liés à l'énergie vont croissant.

La Commission européenne limite donc son action aux aspects économiques et à la création d'un marché européen unique de l'énergie. Son moyen d'action : les Directives, qui doivent être transcrites dans le droit national. A ce jour, celles qui organisent le marché de l'énergie sont au nombre de deux pour l'électricité et pour le gaz. Ainsi, à partir du 1^{er} juillet 2007, le processus de libéralisation engagé sera tel qu'on tout point de l'Union européenne, tout client pourra mettre en concurrence tous les fournisseurs d'énergie. Cependant, ces directives créent des controverses dans les pays de l'UE : en effet, à ce jour, les niveaux de libéralisation diffèrent d'un pays à l'autre, chacun cherchant à se ménager une marge de manœuvre dans ce secteur.

Présentation des intervenants

Jacques Percebois, Professeur Agrégé de sciences économiques à l'Université de Montpellier et Directeur du CREDEN (Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie).

Didier Holleaux, actuel Directeur de l'Exploration et Production et Délégué aux Activités GNL de *Gaz de France*. Didier Holleaux intervenait à titre personnel, en

qualité de témoin actif du processus de libéralisation. Son expérience de près de 20 ans tant au sein des instances gouvernementales que de grands Groupes Energétiques lui permet d'apporter un éclairage complémentaire sur les différentes étapes et conséquences afférentes du processus en cours et à venir.

Politique énergétique européenne

La constitution du marché unique de l'électricité et du gaz s'est faite par étapes et n'est toujours pas achevée. Elle a débuté le 25 mars 1957, avec la signature par la France, la Belgique, le Luxembourg, les Pays-Bas, l'Italie et la RFA du **Traité de Rome**. L'article 90.2 du traité fixait ainsi les fondamentaux du processus de libéralisation des échanges économiques : *« Les entreprises chargées de la gestion de services d'intérêt économique général ou présentant le caractère d'un monopole fiscal sont soumises aux règles du présent traité, notamment aux règles de concurrence, dans les limites où l'application de ces règles ne fait pas échec à l'accomplissement en droit ou en fait de la mission particulière qui leur a été impartie. Le développement des échanges ne doit pas être affecté dans une mesure contraire à l'intérêt de la Communauté »*.

Il faudra attendre le milieu des années 90 pour voir précisé un cadre général au marché de l'énergie ; notamment en ce qui concerne l'accès des clients aux infrastructures des fournisseurs, chaque état membre définissant librement les conditions d'accès à l'énergie elle-même. La flexibilité, quant à elle, est laissée libre à l'action du marché qui peut développer de sa propre initiative des hubs, des marchés spots, des contrats de court terme.

Les récentes crises énergétiques (crise du gaz en Russie, hausse des cours du pétrole, projet controversé de gazoduc russo-allemand sous la Baltique, etc.) et l'avènement des enjeux environnementaux ont fait prendre conscience à la Commission de la nécessité de donner naissance à un projet de politique énergétique commune. Même si c'est toujours l'approche économique qui transparaît dans les discours, comme en atteste la déclaration d'Andris Piebalgs, Commissaire européen en charge de l'Energie, le 16 février dernier : *« Nous devons créer un véritable marché intérieur du gaz et de l'électricité »*.

La *directive 96/92/CE* du parlement européen ainsi que la décision du conseil du 19 décembre 1996 fixe les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. La *directive gazière 98/30/CE*, adoptée en août 1998, définit quant à elle des règles communes pour la transmission, la distribution, l'approvisionnement et le stockage du gaz naturel, dans la perspective de l'ouverture à la concurrence de ce marché. Au travers de ces mesures, on voit se dessiner la problématique de l'approvisionnement en énergie, qui commence à mobiliser les plus hautes instances européennes.

Situations différentes en pays importateurs et producteurs : R.U. et U.S.

- Royaume Uni, exportateur net jusqu'à 2005.
- États-Unis, continent importateur net.

Aux États-Unis, l'industrie de gaz naturel a traversé une phase de profonde mutation avec l'établissement du « *Natural Gas Policy Act* » en 1978. Cette industrie est ainsi passée d'un marché presque totalement réglementé à un marché libéralisé. L'Ordre 636 de 1992 de la « *Federal Energy Regulatory Commission* » exige que les entreprises gazières séparent leurs activités de transport, de vente et de stockage, ce qui a engendré une vague de restructurations très importante. Les acteurs du secteur ont donc préféré réduire leur champ d'activité : d'opérateurs intégrés, répartissant les risques le long de la chaîne, ils se sont spécialisés – notamment dans le transport de gaz – s'exposant dès lors largement aux risques inhérents à leur cœur de métier. D'autre part, les producteurs, les gestionnaires de gazoducs, les distributeurs et les négociants ont obtenu la possibilité de jouer un plus grand rôle dans l'approvisionnement des utilisateurs en gaz naturel.

Au même moment, au sein de l'Union européenne, les gouvernements réfléchissaient au cadre juridique à donner à l'industrie du gaz naturel.

C'est d'abord au Royaume Uni que le marché s'est ouvert à la concurrence pour les clients industriels, à partir de 1986. Les grands consommateurs industriels se sont vus offrir la possibilité d'acheter du gaz à d'autres fournisseurs que *British Gas*, qui gardait le monopole de vente sur les marchés de consommations inférieurs à 25 000 thermes par an. L'introduction, en 1986, d'une instance de régulation indépendante, l'« *Office of Gas Supply* » (*OFGAS*), avait pour objectif de favoriser la concurrence alors que parallèlement, le *British Gas* était privatisé sans démantèlement.

De cette façon, le secteur gazier britannique offre l'exemple d'une démonopolisation par étapes avec élargissement progressif du segment concurrentiel du marché. Les avancées du processus de libéralisation ont été décidées, non en vertu d'un plan préétabli, mais suite à l'analyse du bilan des décisions prises antérieurement. Cet examen n'a cependant pas permis de distinguer les problématiques de long et de court terme que l'on rencontre sur le marché du gaz.

Le programme de privatisation, voté en hâte par le gouvernement britannique au début des années 90, a divisé la société publique historique en une centaine de sociétés privées. Ces entreprises ne tardent pas à se montrer plus préoccupées par les bénéfices de leurs actionnaires que par l'intérêt de l'économie nationale. Les Britanniques affublent tout aussi rapidement les grands patrons de ces nouvelles sociétés du sobriquet de « fat cats » de la privatisation.

En février 1997, la séparation juridique et institutionnelle des activités de transport (désormais aux mains de *Transco*) et des activités commerciales, avec deux compagnies *BG* (le transporteur) et *Centrica* (le vendeur) devient effective.

Le gazoduc *Interconnector* est supposé changer les données du problème à partir d'octobre 1998 en permettant au Royaume-Uni – alors excédentaire au point d'être comparé à une « bulle de gaz » - d'accéder au marché d'Europe continentale et d'écouler ainsi ses surplus. La construction du gazoduc qui reliera Bacton, au Royaume-Uni, à Zeebrugge, en Belgique, doit s'achever à l'automne 1998. On estime alors qu'il doit induire une remontée des prix anglais, tout en influant à la baisse sur les prix du Continent. Tout cela se révélera au moment où le Royaume-Uni devient importateur en 2005, démontrant ainsi sa dépendance aux approvisionnements externes.

Le processus de libéralisation du secteur gazier s'est traduit par l'entrée d'une trentaine d'opérateurs indépendants sur le marché, ce qui a induit une baisse du prix du gaz. En revanche, *Centrica* et *Transco* (acteurs midstream) ont été fortement affaiblis du fait du décalage entre les prix du marché « spot », sur lequel s'approvisionnaient ses concurrents, et les prix des contrats « take or pay » qu'ils avaient signé par le passé.

Enfin, il faut noter que la baisse des prix du gaz, liée à l'effet conjugué des surplus de la mer du Nord et des stratégies des opérateurs, a causé une augmentation radicale de la consommation de gaz en Grande-Bretagne, ce qui a engendré un problème de stockage.

Aux Etats-Unis le modèle libéralisé est éprouvé, mais il diverge du modèle européen en cours d'application. Les différences entre les deux sont principalement la « Hackberry Decision », l'expropriation ou « unbundling de propriété » et le cas Enron (qui démontre la nécessité d'une base d'actifs solide pour supporter les risques de marché). Toutefois, les deux ont en commun l'insuffisance du pouvoir fédéral pour la Commission.

Cette dernière donne un accord favorable pour la poursuite du modèle du marché unique ou pour un modèle comme celui du Royaume Uni, sans se poser des questions ni sur son application ni sur le rôle des anglo-néerlandais comme DG Compétition et DG Energie.

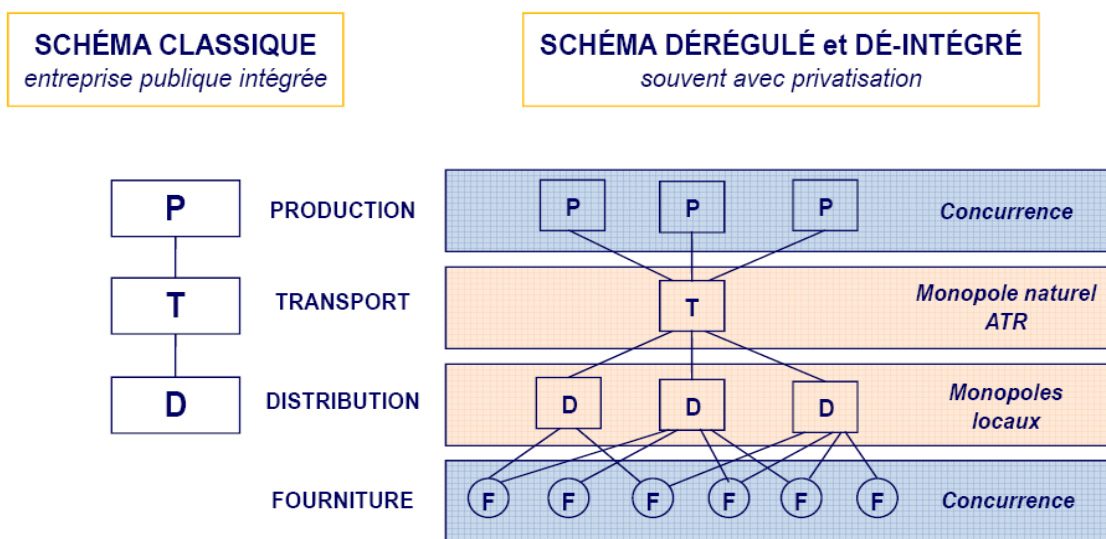
Le cas français

On peut distinguer quatre principales étapes suivies par la France au cours de ces dernières années pour atteindre les objectifs de la politique commune européenne :

1. La première **période dite de reconstruction**, de 1946 à 1958, permet de donner priorité à l'énergie nationale pour un secteur public en situation de monopole (CEA, CDF, EDF, GDF, RAP).

2. La **période d'ouverture sur l'international**, entre 1958 et 1973, où le *Traité de Rome* a orienté l'UE vers la création d'un « marché commun ». De l'autre côté, les importations de pétrole ont été à l'origine de la minimisation du coût d'approvisionnement énergétique.
3. De 1973 à 1995, la **période de sécurisation des approvisionnements** suite aux **chocs pétroliers**, au cours de laquelle l'énergie a été utilisée de manière rationnelle et où l'on a développé l'énergie nucléaire et diversifié les sources d'énergies importées, tels le pétrole et le gaz naturel.
4. Finalement, après 1995 commence la **période d'ouverture à la concurrence des marchés** : on voit dès lors se développer l'intégration des entreprises européennes dans la compétition mondiale, la remise en cause des monopoles publics et la recherche d'une meilleure efficacité via les mécanismes du marché.

Les directives, édictées en 1996 et 1998 dans l'UE relatives aux règles communes du marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel, ont été transposées au droit français en février 2000 et 2003.



Les changements intervenus entre 1999 et 2005 ont fait que les entreprises qui fonctionnaient avec un **schéma classique**, où la production, le transport et la distribution suivaient un modèle totalement linéaire et intégré ; suivent aujourd'hui un **schéma** totalement **dérégulé et désintégré**. Dans ce dernier, la concurrence est un facteur cible pour les producteurs et les fournisseurs, ce qui engendre un prix de marché, qui pourra changer selon les stratégies industrielles et le niveau de l'offre et la demande.

D'autre côté pour le transport, il y a un monopole naturel ATR. L'accès des tiers au réseau (ATR) est un système qui permet à des entreprises d'utiliser les réseaux existants pour faire transiter leur gaz. L'ATR est un instrument qui

accompagne la mise en place de la concurrence sur le segment de la distribution. Les monopoles locaux seront présents dans la distribution.

La fixation des prix

1. Pour la fourniture → prix de marché avec un marché spot facultatif.

La mise en place de marchés organisés permet à certains producteurs d'écouler leurs kWh excédants et à certains fournisseurs d'acheter les kWh nécessaires à la satisfaction de leurs clients. Ces marchés, généralement facultatifs, jouent encore un rôle marginal, sauf dans le nord de l'Europe, mais ce rôle devrait s'accroître rapidement malgré la volatilité des prix qui les caractérise et qui est largement dû à la spécificité du produit échangé.

2. Pour l'utilisation des infrastructures (distribution et transport) → tarifs régulés (ATR).

L'ouverture à la concurrence de la production d'électricité et du gaz serait illusoire si l'arrivée d'un entrant devait s'accompagner de la construction d'une nouvelle ligne de transport et distribution. Il faut donc considérer les réseaux existants comme des "infrastructures essentielles" accessibles à tous et gérées par un Gestionnaire de Réseau (GRT pour le transport et GRD pour la distribution) indépendant de l'opérateur historique. C'est à la Commission de Régulation qu'appartient le pouvoir de fixer (ou au moins de proposer) les péages d'accès. L'accès des tiers au réseau doit, selon les termes des directives européennes, être régulé et non plus négocié entre le gestionnaire et le demandeur.

Le régulateur de chaque pays fixe les règles de rémunération des investissements dans les infrastructures régulées, et par conséquent les tarifs associés. C'est pour cela qu'à ce jour, il n'y a pas d'harmonisation des tarifs à l'échelle européenne. Ceux-ci peuvent ressortir de trois natures différentes :

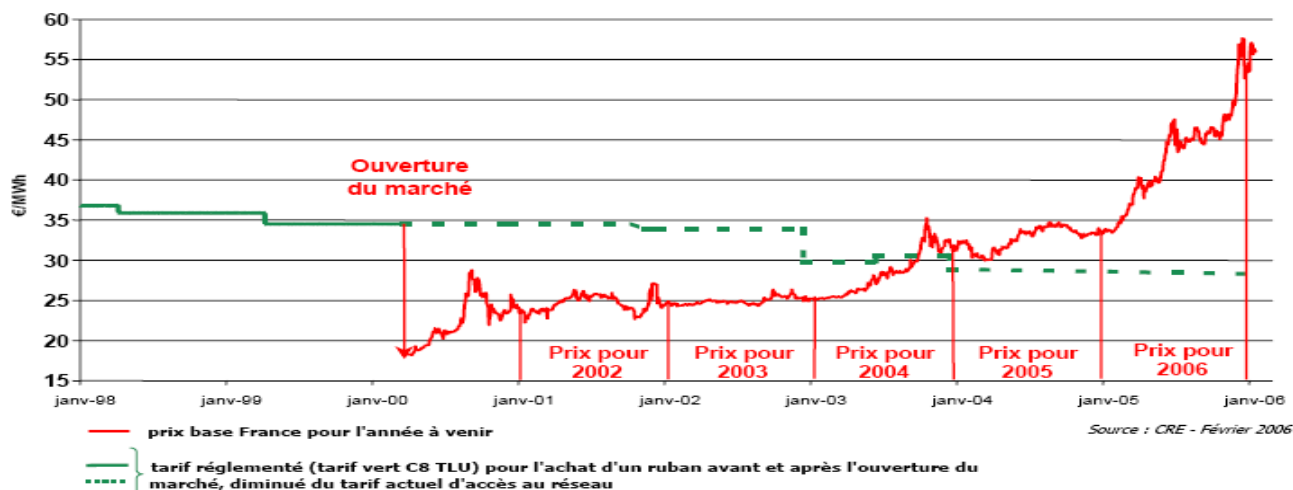
- Tarification de « point à point » (ou à la « distance »).
- Tarification de « entrée-sortie » (ou « nodale »).
- Tarification uniforme dite « timbre-poste » (ou « double timbre-poste »).

La vigilance du régulateur doit se manifester à trois niveaux essentiellement : sur les marchés spot pour éviter les "pouvoirs de marché" de certains opérateurs, au niveau de la clientèle pour éviter l'abus de position dominante ainsi qu'au niveau des interconnexions transfrontalières pour éviter les comportements opportunistes des gestionnaires de réseaux.

On représente un graphe qui montre un premier bilan de l'évolution des prix suite à l'ouverture à la concurrence du marché:

Coexistence prix de marché/tarifs réglementés : cas d'un grand site industriel-type ayant exercé son éligibilité à l'ouverture du marché

Évolution des prix et des tarifs réglementés de fourniture d'électricité Prix hors taxes, en € constants, hors acheminement, hors CSPE



Dans le graphique ci-dessus, on constate après une baisse brutale, une hausse régulière des prix du marché de l'électricité, qui dépasse à présent largement les prix historiques. Le problème ce que l'investissement dans les interconnexions ne se fait pas bien. Certaines opérateurs réservent des capacités de transport au-delà de leur besoins et empêchent ainsi l'accès de concurrents au transport. Par ailleurs, on a besoin d'un changement d'une situation de capacité de production excédentaire à une situation équilibrée par suite d'une possible pénurie prochaine.

Au niveau du prix final, il existe une corrélation entre le prix du gaz et le prix de l'électricité en France, bien qu'on produise très peu d'électricité à partir du gaz naturel. Du fait de la forte interconnexion forte entre les marchés électriques français et allemand, les prix français de l'électricité tendent à s'aligner sur le coût marginal du kWh allemand, qui est souvent celui d'une centrale à gaz.

En réponse à cette hausse, afin de tenter de protéger les entreprises françaises d'une hausse inconsidérée, le gouvernement a mis en place un tarif réglementé transitoire dit « tarif de retour » (particularité française remise en cause par le Conseil d'Etat).

De cette manière, on distingue une logique commerciale et une logique économique pour le prix final. On peut dès lors diviser les missions du régulateur en deux catégories distinctes: celles qui relèvent d'une « vision positive » et celles qui concernent des « actions défensives ». Dans le premier cas le régulateur va chercher à promouvoir une action comme le développement des énergies renouvelables, la fixation de péages efficaces et équitables pour l'accès aux réseaux ou la programmation de nouveaux investissements de capacité.

Dans le second cas, le rôle du régulateur sera de lutter contre les collusions sur les marchés spot, l'abus de position dominante sur certains segments de clientèle ou les comportements déviants des gestionnaires de réseaux (GRT et GRD). Dans tous les cas il lui faut tenir compte des comportements opportunistes des acteurs concernés par ses décisions.

Le débat sur le maintien des contrats à long terme (LT)

Quoi qu'il en soit, l'industrie gazière est une industrie entièrement capitalistique qui requiert de la visibilité. Néanmoins, certains qui travaillent dans l'industrie énergétique, préconisent la suppression des contrats de long terme qui apportent actuellement cette visibilité :

1. Pour Bruxelles, les contrats à Long Terme constituent des « barrières à l'entrée » pour ceux qui s'introduisent face à l'opérateur historique car cela empêche le développement du « spot ».
2. Le développement de la part de GNL va introduire plus de flexibilité dans les échanges en raison des arbitrages.
3. Le maillage croissant du réseau européen de gazoduc réduit l'intérêt des contrats à LT. Les risques de construire un gazoduc non utilisé sont faibles.
4. La volatilité des prix observée sur le marché spot est certes plus élevée que celle des contrats LT mais les opérateurs peuvent se couvrir avec des « produits financiers dérivés ».

Les contrats à Long Terme pour l'industrie du gaz et de l'électricité restent néanmoins défendables:

1. Ils permettent au vendeur de rentabiliser son investissement dans l'exploration-production et le transport.
2. Ils constituent un facteur de sécurité des approvisionnements pour l'importateur.
3. L'assouplissement des clauses dans les contrats à LT permet une meilleure adéquation au marché.
4. L'ouverture du marché à la concurrence est compatible avec les contrats à LT si le régulateur impose du « gas release ».

Le débat sur le maintien de l'indexation du prix du gaz sur le prix de pétrole dans les contrats

Les arguments pour le maintien de l'indexation du prix du gaz sur le prix du pétrole dans les contrats sont plus nombreux que ceux contre, cependant, la controverse reste présente.

Arguments contre le maintien :

1. L'indexation favorise le renchérissement des deux énergies (gaz et pétrole) et empêche le développement du marché spot :
 - le ratio R/P est plus élevé pour le gaz que pour le pétrole. Il n'y a aucune raison de lier le prix du gaz à l'épuisement plus rapide du brut.
 - le prix du pétrole est plus sensible aux aléas géopolitiques que le prix du gaz.
 - les raisons historiques qui ont justifié l'indexation ont disparu ; le fuel n'est plus le « directeur ».
2. L'indexation empêche le prix du gaz d'être fixé par les « fondamentaux » du marché du gaz.
3. L'indexation sur le continent européen empêche les arbitrages avec les marchés anglais et nord-américain.

En revanche, les arguments pour le maintien sont les suivants :

1. L'indexation du prix du gaz sur le prix du brut ou les produits pétroliers a une origine historique. Les exportateurs de gaz sont exportateurs de pétrole, et le fuel est le principal substitut du gaz.
2. Grâce à cette indexation, le risque « prix » est à la charge du vendeur et non pas de l'acheteur qui a la garantie que son gaz restera compétitif sur le marché final. Par contre, l'importateur prend le risque du « volume », il doit écouler la quantité prévue au contrat.
3. L'indexation se fait avec un décalage temporel et avec lissage pour ce qui atténue la volatilité des prix.
4. Sans indexation, les prix du gaz seraient beaucoup plus volatils sur le marché spot.
5. On peut utiliser une indexation partielle sur le prix spot du gaz lorsque le marché spot est suffisamment liquide. L'indexation de Royaume Uni se fait à 40% sur le prix spot contre le 5% dans le reste de l'Union Européenne.

Les nouveaux risques

Dans le cadre de la libéralisation des marchés énergétiques et de tout ce que cela implique, il apparaît de nouveaux risques. En effet, on propose des solutions qui peuvent paraître évidentes mais difficiles à exécuter au fur et à la mesure du développement de l'ouverture des marchés. Les risques sont les suivants :

1. Risque de rupture des approvisionnements, dont les solutions sont la diversification des sources, le stockage et la sécurité militaire.
2. Risque de défaillance sur les réseaux par manque d'investissement dans la production ou le transport, dont les solutions sont l'intervention du régulateur et les appels d'offres de l'Etat.

3. Risque de perte de parts de marché du fait de l'éligibilité des consommateurs. Les solutions proposées sont la compétitivité et la fidélisation des clients.
4. Risque financier lié à la volatilité des prix sur les marchés spot. Les solutions proposées sont la couverture via des produits financiers dérivés.
5. Risque industriel lié à des OPA inamicales. On propose des stratégies d'alliance et fusions-acquisitions.
6. Risque de l'affaiblissement des acheteurs face aux producteurs.

Construction d'un oligopole européen

Le phénomène de concentration observé dans l'industrie énergétique européenne permettra dans une certaine mesure de faire face à quelques uns de ces risques, tout en s'assurant du non abus de position dominante. Mais face aux producteurs, et dans le cadre de la politique de libéralisation des marchés telle que menée actuellement, la vulnérabilité des « champions européens » va croissant.

On constate qu'une concentration des acteurs peut être surprenante à priori, car on pourrait penser que cette situation induit une situation dominante. Cependant, pour la conception « industrielle » défendue par **l'École de Chicago**, l'objectif d'une politique de la concurrence n'est pas d'obtenir l'atomicité d'un marché mais son efficacité. Il faut juger si la concentration a été ou non bénéfique pour le consommateur et s'il y a ou non « pouvoir de marché ». La concurrence vise en effet à faire baisser les coûts grâce aux économies d'échelle, à une meilleure rationalisation de la production et à une meilleure incitation à l'innovation. Elle permet de faire disparaître du marché les firmes les moins compétitives du fait d'une sorte de « sélection naturelle ».

La Commission laisse donc des « poids lourds » de l'énergie se former à condition toutefois que les fusions soient transnationales. De toute façon, aujourd'hui on continue avec des champions énergétiques qui restent encore modestes face aux majors pétroliers.

Le cas du gaz au futur

Le rythme de croissance de la consommation en gaz naturel ces dernières années a été plus soutenu que celui de la demande en électricité, bien que les réserves de gaz naturel se trouvent surtout en Russie, en Norvège, en Algérie. La part du gaz naturel dans la consommation énergétique européenne s'est par exemple accrue de près de 60% depuis 1990. Cette tendance est aussi alimentée par les demandes soutenues d'Amérique du Nord et par un marché asiatique de plus en plus vigoureux.

On peut utiliser le gaz dans tous les secteurs et son application dans la génération d'électricité est le principal moteur de cette forte croissance. Ainsi,

selon la Commission européenne, le marché européen du gaz naturel est promis à une croissance d'environ 40% d'ici à 2030, la moitié de cette croissance provenant des besoins à venir en génération électrique. Quant aux réserves mondiales de gaz, elles sont aujourd'hui estimées à une durée d'environ 70 ans.

La croissance soutenue de la consommation devra être satisfaite dans un contexte de baisse de la production européenne de gaz liée à l'épuisement des réserves. En effet, sur un affaiblissement de la production communautaire actuelle, les réserves connues de gaz naturel devraient encore permettre de répondre à la demande pour quelques 70 ans. Environ 70% de ces réserves sont situées dans les pays de l'ex-Union Soviétique et du Moyen-Orient. Les 30% restants sont répartis sur l'ensemble des continents et les réserves situées à proximité des principaux marchés s'amenuisent.

À titre d'exemple, le Royaume-Uni, d'exportateur net de gaz naturel, va devenir dans les années qui viennent importateur net. Les besoins européens ne pourront être satisfaits que par un recours massif et croissant aux importations en provenance de pays extracommunautaires. La dépendance accrue vis-à-vis des importations tout comme les risques et difficultés d'approvisionnement sont aujourd'hui des sujets d'interrogation de plus en plus pressants. Le degré de dépendance en gaz naturel se situe actuellement aux alentours de 40%, et devrait augmenter jusqu'à près de 80% au cours des vingt-cinq prochaines années.

Conclusions

Les principaux points que l'on peut souligner à propos de l'ouverture des marchés énergétiques sont les suivants :

1. La Commission Européenne souhaite une séparation patrimoniale des réseaux de transport et plus de « transparence » sur les conditions d'accès aux réseaux européens de transport.
2. Pour Bruxelles, il n'y a pas de différence de nature entre l'ouverture de l'industrie du gaz et celle de l'industrie de l'électricité.
3. Suivant qu'on soit optimiste ou pessimiste en ce qui concerne l'ouverture du marché, on en retiendra des conclusions divergentes :
 - pour les optimistes, « le marché a toujours raison ».
 - pour les pessimistes le marché est « manipulable » et il n'incite pas les opérateurs à investir dans les capacités nouvelles.
4. Le cœur du système pour que la libéralisation soit accomplie d'une manière satisfaisante est la présence d'un bon régulateur qui veille sur les tarifs et la planification.
5. On ne devra pas oublier que la situation sera dégradée là où la planification était relativement efficace avant la libéralisation, et probablement pas améliorée ailleurs.