

# Gaz et électricité : deux énergies en réseau, deux problématiques d'introduction de la concurrence

**L'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz, qui progresse à grands pas selon des modalités très semblables mais avec des calendriers quelque peu décalés, incite à tenter de cerner aussi objectivement que possible les similitudes et les différences que présentent les problématiques de ces deux secteurs.**

**par Jean Bergougnoux  
Président d'honneur de la SNCF,  
directeur général honoraire d'EDF**

*Mais étant retiré en sa maison, il se met à écrire cette œuvre excellente des Vies, qu'il appela Parallelon, comme qui diroit d'accouplement ou assortissement, pource qu'il accouple un Grec avec un Romain, mettant leur vie l'une devant l'autre, et les conférant ensemble, selon qu'ilz se sont trouvez avoir entre eulx conformité de nature, de mœurs et d'aventures...*

Jacques Amyot  
Préface aux « Vies parallèles des Hommes Illustres » de Plutarque

**L**e temps n'est pas si loin où, au grand dam des « commerçants » d'EDF et de GDF, bien des « abonnés au gaz » croyaient sincèrement « payer leur facture de gaz à EDF ». Cette confusion, entretenue par la consanguinité entre la distribution des deux énergies, voulue par le législateur de 1946 au nom d'une certaine vision du service public, fut heureusement quelque peu mise à mal, pour le plus grand bénéfice de l'usager devenu client, par la très vive concurrence qui s'instaura à partir des années 70 entre les deux énergies dans de nombreux usages résidentiels, tertiaires et industriels.

Il n'en demeure pas moins que, dans l'esprit de nombre de nos concitoyens, les images du gaz et de l'électricité présentent des adhérences beaucoup plus fortes que ne le justifierait leur caractéristique commune d'être acheminés jusqu'aux lieux de consommation par des réseaux qui revêtent la forme de canalisations ou de lignes électriques construites, pour l'essentiel, sur le domaine public. N'en va-t-il pas de même, parfois, dans l'esprit de certains responsables des collectivités locales qui, faut-il le rappeler, ont joué et jouent encore en tant qu'autorités concédantes, un rôle éminent dans le développement et l'organisation de la distribution des deux énergies ?

L'économiste, lui-même, ayant identifié dans le cas du gaz, comme dans celui de l'électricité, les mécanismes désormais classiques qui caractérisent les activités de réseaux et génèrent « ren-

dements croissants » et situations de « monopoles naturels », n'est-il pas tenté de penser que ce qui vaut pour l'une des énergies vaut aussi pour l'autre et que les protestations des spécialistes des deux secteurs plaidant leur spécificité, ne sont que des réactions de techniciens incapables de se porter au niveau de compréhension leur permettant de discerner les profondes analogies existant entre ces deux énergies en réseau ?

## **Une logique électrique robuste**

Lorsqu'en 1946 le législateur français décida la création d'EDF et de GDF, il leur conféra des prérogatives de quasi-

**L'Europe électrique apparaissait comme une juxtaposition de monopoles de production et de transport aux relations plus coopératives que concurrentielles**

monopole dans leurs secteurs respectifs et posa, au nom du service public, les bases d'une consangui-

unité durable entre les deux établissements. La philosophie selon laquelle allait être reconstruit puis développé le système électrique français était parfaitement claire dans l'esprit des responsables du secteur électrique [1] :

- la France serait autosuffisante en énergie électrique ;
- on rechercherait un judicieux équilibre entre des moyens de production hydroélectriques coûteux en capital, mais valorisant une ressource en eau renouvelable et quasiment gratuite, et des moyens de production thermiques moins chers en capital mais consom-

mant des combustibles plus ou moins onéreux ;

- ces moyens de production thermiques (il s'agissait à l'époque de centrales brûlant pour l'essentiel du charbon national) seraient implantées sur le carreau des mines, dans les ports, sur les fleuves près des grandes agglomérations de manière à limiter à la fois les coûts de transport de l'électricité et des combustibles concourant à sa production ;

- il appartiendrait à EDF de prévoir l'évolution des besoins du pays en électricité et de développer en temps utile les moyens de production permettant d'y faire face avec un haut degré de sécurité ;

- un réseau de grand transport et d'interconnexion appelé à s'étoffer progressivement rendrait solidaires l'ensemble des moyens de production et des points de livraison de manière à permettre un fonctionnement économique et sûr du système électrique ;

- le développement des interconnexions avec les systèmes électriques voisins permettrait, enfin, de parfaire à relativement peu de frais la sécurité du système français, grâce à l'exploitation du «foisonnement» des aléas affectant l'offre et la demande d'énergie électrique entre les systèmes ainsi interconnectés.

Au fil des ans, bien des événements vinrent affecter, voire bouleverser la structure de l'approvisionnement en énergie primaire du secteur électrique, démontrant, en passant, l'adaptabilité et la réactivité d'un «vecteur énergétique» dont la production pouvait s'accommoder de pratiquement toute énergie primaire connue : ce fut l'exploitation de l'abondance que constituèrent, durant quelques décennies, l'abondance et le bas prix des produits pétroliers ; ce fut la substitution de charbons importés d'origines de plus en plus lointaines à un charbon national devenu trop onéreux et dont l'extraction entraînait en régression ; ce fut surtout le développement massif du nucléaire en réponse aux chocs pétroliers de 1973-74 et 1979-80.

Il est remarquable que la philosophie qui vient d'être rappelée et qui décrit

en quelque sorte l'ossature de la planification d'un système intégré de production et de transport d'électricité [2] n'ait été nullement ébranlée par ces événements énergétiques majeurs. Quelques retouches furent, certes, nécessaires pour sortir d'une logique trop autarcique et mieux prendre en compte les bénéfices que l'on pouvait tirer d'une politique d'exportation fondée sur la compétitivité de l'appareil de production électrique français. Mais il fallut attendre les toutes dernières années du XX<sup>e</sup> siècle pour voir la libéralisation du secteur électrique européen mettre sérieusement en question le « modèle industriel » sous-jacent à cette logique planificatrice.

Chez nos voisins européens, en dépit de différences souvent importantes dans l'organisation de la distribution de l'électricité, le même modèle prévalait en matière d'organisation de la production et du transport d'électricité : dans chaque pays, ou en Allemagne dans chaque grande région, un opérateur, en situation de monopole de transport, de monopole d'exportation et d'importation et, le plus souvent, de quasi-monopole de production de droit ou de fait, était en charge d'assurer sur la durée la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique de la zone géographique dont il avait la responsabilité. Le plus souvent, pour des raisons à la fois économiques et politiques, il assurait l'équilibre entre l'offre et la demande

### Les chocs pétroliers de 1973-74 et 1979-80 ont renforcé considérablement l'attractivité du gaz naturel

d'électricité en développant ses propres moyens de production et ne recourait aux systèmes électriques voisins que pour améliorer marginalement sa sécurité de fourniture ou l'économie de son système de production (1). La Grande-Bretagne fut, en 1990, le premier pays européen à remettre en cause une telle organisation en « désintégrant » le *Central Electricity Generating Board* en un monopole de transport, le *National Grid*, et trois entreprises de production se faisant concurrence sur un marché de court terme bien structuré, le «pool» (2)

A la veille de la libéralisation du secteur électrique européen, l'Europe électrique apparaissait donc au plan institutionnel comme une juxtaposition

de monopoles géographiques de production et de transport entretenant des relations plus coopératives que concurrentielles.

Au plan physique, un très grand nombre de centrales de caractéristiques variées (usines électriques au fil de l'eau ou à réservoirs, stations de pompage, centrales nucléaires, centrales thermiques brûlant du lignite, du charbon, du fuel, du gaz, installations de cogénération, quelques centrales éoliennes...), dans l'ensemble assez harmonieusement réparties sur le territoire européen, offraient une capacité de production largement excédentaire par rapport à la demande d'électricité globale européenne (3).

S'agissant des réseaux, l'ensemble des grandes zones de production et de consommation de l'Europe continentale avaient été progressivement interconnectées par un puissant réseau maillé à très haute tension, s'étendant d'ailleurs bien au-delà des frontières actuelles de l'Union européenne. Des liaisons sous-marines à courant continu avaient été également établies entre le continent, la Grande-Bretagne et la Scandinavie. Ce réseau, bien que pensé au premier chef pour assurer au moindre coût, dans une optique coopérative, une sécurité d'alimentation en énergie électrique exemplaire à l'ensemble des

(1) Un contre exemple remarquable fut celui de l'Italie. L'ENEL n'ayant pu construire les moyens de production (nucléaire ou centrales au charbon) qui auraient permis de maîtriser les conséquences de l'élévation des prix des produits pétroliers dont le système de production électrique italien était particulièrement dépendant, s'est trouvée durablement en situation d'importer massivement de l'électricité moins coûteuse en provenance de France, de Suisse, d'Allemagne via la Suisse.

(2) Intervenaient également sur le «pool» le producteur écossais et EDF par l'intermédiaire de la liaison sous-marine à courant continu IFA 2000. Contribuant à l'intensification de la concurrence, les producteurs extérieurs au système britannique ont toujours été traités sur un pied d'égalité avec les producteurs locaux.

(3) Il faut voir dans ce «suréquipement» global européen la conséquence de deux facteurs de nature différente. L'un est structurel : le souci d'une sécurité maximale, voire d'une autarcie synonyme d'indépendance, dont le coût n'était pas sanctionné par un système de prix échantonnant largement à la pression concurrentielle, conduisait chaque monopole à prendre des «marges de sécurité» confortables. L'autre est conjoncturel : de manière générale, le tassement de la croissance de la demande d'électricité résultant à la fois de la conjoncture économique défavorable de la fin des années 80 et du début des années 90 et de l'arrivée à maturité d'une énergie que ses zéloteurs imaginaient toujours en expansion constante, avait été mal anticipée. L'ouverture des marchés allait révéler l'ampleur et les conséquences de ce «suréquipement».

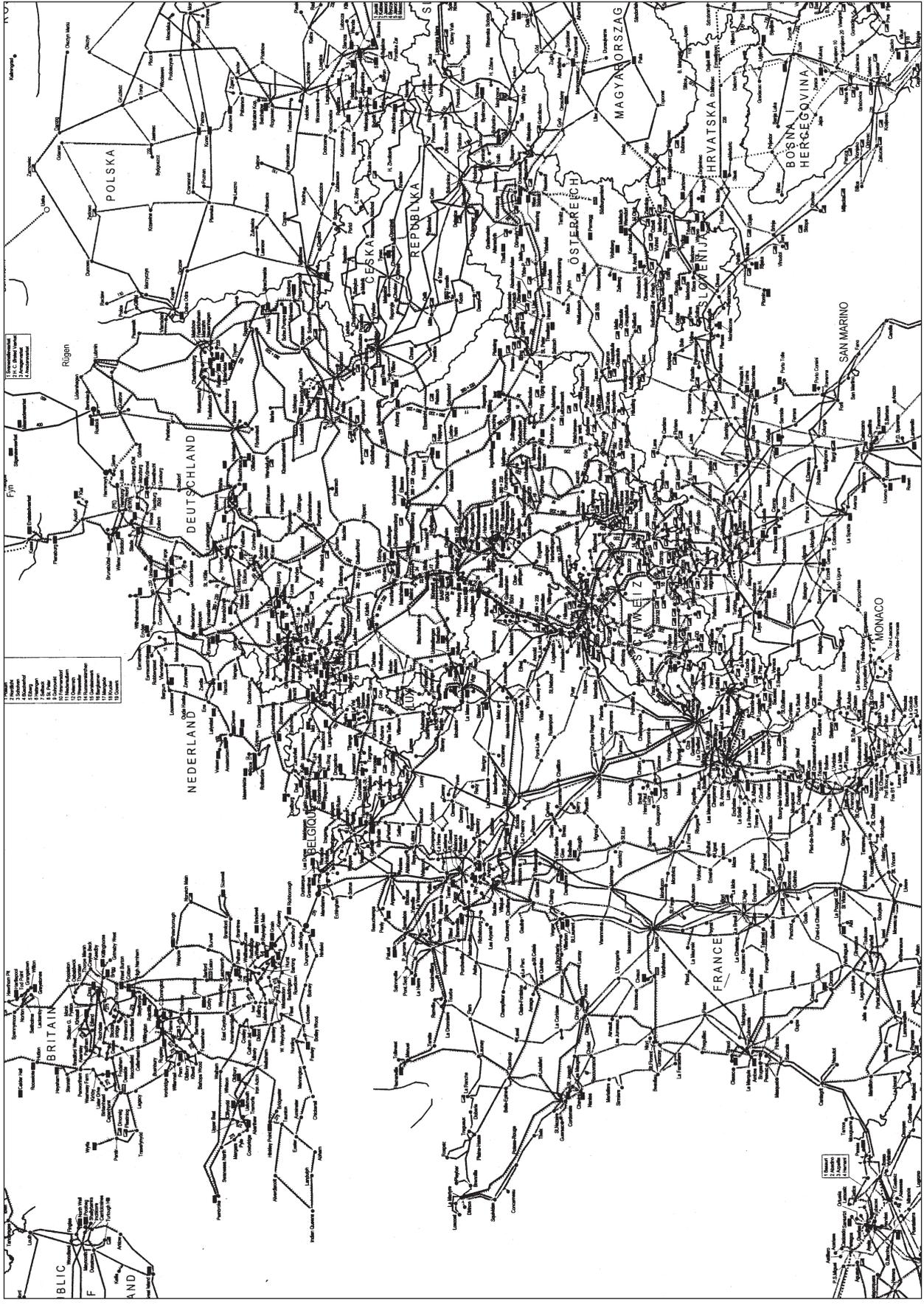


Fig.1. - Carte du réseau électrique de FUCEE (Union pour la coordination de l'électricité).

pays participant à l'interconnexion, était manifestement apte à servir de support aux échanges d'énergie qui résulteraient d'une ouverture à la concurrence de la production d'électricité.

La situation était donc, à la fin des années 90, éminemment favorable au déclenchement d'une intense concurrence, au moins entre les électriciens en place, dès que les barrières institutionnelles existant dans les différents pays de l'Union auraient été levées.

## L'irruption du gaz naturel

Bien évidemment, les pères fondateurs de 1946 auraient eu bien du mal à imaginer à quel point l'irrésistible développement du gaz naturel allait bouleverser le modèle gazier qu'ils avaient en tête au moment de la création de GDF.

La substitution du gaz naturel au gaz manufacturé fut certes, dès ses débuts, un événement industriel important mais, initialement du moins, il n'affecta pas profondément la logique d'indépendance gazière nationale qui prévalait en Europe au début des années 60. Le gaz naturel se développa, en effet, d'abord à partir des gisements terrestres dans les pays disposant de ressources gazières : l'Italie (plaine du Pô), la France (découverte de Lacq en 1951), les Pays-Bas (découverte de Groningue en 1959) et l'Allemagne (gisements des régions Ems / Weser découverts dans les années 1960).

A l'exception de Groningue, dont l'importance excédait largement les besoins immédiats des Pays-Bas, tous ces gisements furent réservés, économie de devises et indépendance nationale obligent, à des usages nationaux. Il en résulta mécaniquement, compte tenu des grandes inégalités en matière de ressources, des taux de pénétration du gaz dans les bilans énergétiques fort différents d'un pays à l'autre (4). Quant aux réseaux de transport de gaz, ils se développèrent, durant cette première phase d'introduction du gaz naturel en Europe de manière « arborescente » à partir des différents gisements nationaux. En l'absence d'interconnexion entre les systèmes gaziers nationaux

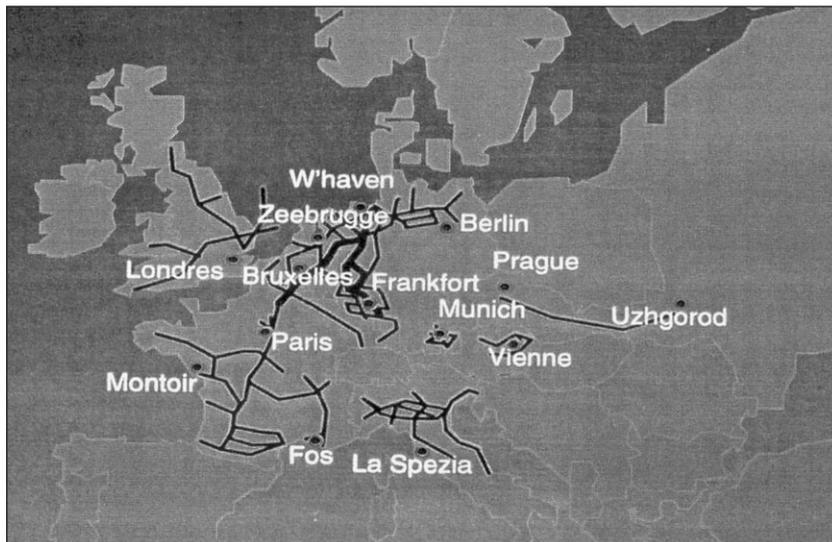


Fig.2. - Carte des réseaux gaziers européens.

(voir, en figure 2, la carte des réseaux gaziers européens en 1970), les marchés restaient étroitement cloisonnés.

Le transport et la commercialisation du gaz naturel dans les différents pays européens se sont généralement organisés autour de monopoles nationaux, tels que la *Snam* en Italie, *Gasunie* aux Pays-Bas, *Britishgas* en Grande-Bretagne, ou d'un petit nombre d'opérateurs dominants (*Ruhrgas* et *Thyssenagas* en Allemagne).

En France, bien que GDF disposât, depuis 1946, du monopole d'importation, d'exportation et de distribution du gaz, le transport et la vente en gros du gaz naturel furent assurés à partir de St-Marcet, puis Lacq, par la SNGSO, créée en 1945. Le dispositif fut complété en 1956 par la création de la CFM (filiale à 50-50 de la SNPA et de GDF (5), nouvelle entité ayant pour vocation le transport et la commercialisation du gaz de Lacq en dehors de la zone sud ouest.

Ce sont, en fait, les premières découvertes en mer du Nord, à la fin des années 1960, en Grande-Bretagne (gisements *offshore* de la zone sud), puis en Norvège (*Ekofisk* et *Frigg*), qui marquèrent l'entrée de l'industrie du gaz naturel en Europe dans une seconde phase de son histoire. Elles permirent un essor considérable de la consommation et justifiaient la construction des premiers grands réseaux transcontinentaux, prolongeant le tracé des canalisations offshore en

provenance de mer du Nord. La croissance du marché gazier restait cependant contrainte par l'offre : l'utilisation du gaz naturel se concentrait donc sur certains créneaux prioritaires, tels que la distribution publique, la petite et moyenne industrie et, pour les pays disposant de ressources plus abondantes, la synthèse chimique (6).

Le gaz naturel étant substituable aux produits pétroliers dans de nombreux usages, il était inévitable que les chocs pétroliers de 1973-74 et 1979-80 renforcent considérablement l'attractivité du gaz naturel. Les ressources gazières européennes étant manifestement insuffisantes pour faire face à ces nouvelles demandes potentielles, les opérateurs gaziers durent faire appel à des ressources plus lointaines. Ce furent, pour l'essentiel, l'Algérie qui disposait avec le champ d'*Hassi R'Mel* d'une importante capacité de gaz et l'URSS qui était en mesure, par la taille considérable de ses réserves, d'étendre à l'Europe de l'Ouest les activités d'exportation déjà en cours au sein du Comecon.

(4) A titre d'exemple, en 1970, ces taux de pénétration étaient de 33 % aux Pays-Bas, 10% en Italie et seulement 5,5 % en France et en Allemagne.

(5) Les participations actuelles de GDF et de TOTALFINAELF dans GSO et CFM sont aujourd'hui respectivement de 30-70 et 55-45.

(6) Une directive communautaire de 1975 interdisait la construction de nouvelles centrales électriques fonctionnant au gaz naturel. Cette disposition ne fut abrogée qu'au début des années 90.

Le recours à ces ressources lointaines nécessitait des investissements considérables, tant pour le développement des capacités de production que pour le transport du gaz, sous forme liquide ou gazeuse. La pratique des contrats « take-or-pay » conjuguée avec une politique commerciale dite de « netback » permet de financer les investissements en cause dans le cadre de relations de longue durée entre acheteurs et vendeurs (7). Au total, le succès remarquable du gaz naturel sur le marché de l'énergie européen, dont on peut penser qu'il ira en s'amplifiant au cours des prochaines décennies grâce, notamment, au développement attendu de la production d'électricité à partir du gaz, a eu des conséquences extrêmement importantes :

- les productions de gaz des pays de l'Union européenne sont en déclin ou au mieux en phase de stabilisation (cas des gisements britanniques de la mer du Nord) et couvrent de moins en moins des besoins en forte hausse ;

**Le réseau des gazoducs européens apparaît aujourd'hui dense, bien interconnecté et déjà relativement maillé**

- les trois fournisseurs principaux actuels de l'Europe communautaire que sont la Norvège, l'Algérie et la Russie semblent tout à fait en mesure de développer d'importantes capacités

- de production, encore que, dans ce dernier cas, pourraient se poser des problèmes de financement ;

- tout récemment, sont apparus sur le marché européen quelques fournisseurs nouveaux quantitativement encore marginaux (Libye, Nigeria, Trinidad). A plus long terme, compte tenu de l'abaissement des coûts techniques des chaînes gazières, d'autres pays pourraient entrer en lice (Iran, Qatar, Azerbaïdjan, Turkménistan...), mais ces perspectives restent encore incertaines ;

- les infrastructures de transport de gaz (gazoducs et terminaux méthaniers) se sont, en conséquence considérablement développés (voir, en figure 3, la carte des grands gazoducs trans- ou inter-continentaux). En particulier, le réseau des gazoducs européens apparaît aujourd'hui dense, bien interconnecté et déjà relativement maillé.

Comme on le verra plus loin, il faut cependant se garder de toute assimilation hâtive avec la situation du réseau électrique interconnecté européen ;

- à la veille de la promulgation de la Directive européenne sur le gaz de juin 1998, les marchés du gaz en Europe étaient fortement structurés par les contrats de longue durée conclus entre un petit nombre de grands acheteurs, ayant bénéficié de monopoles d'importation de fait ou de droit, et l'oligopole des fournisseurs extra-européens. Comme dans le cas de l'électricité, la Grande-Bretagne, qui avait décidé dès 1986 de mettre en œuvre « l'accès des tiers aux réseaux » (ATR), apparaissait comme un précurseur de la libéralisation en projet dans les instances européennes.

## L'introduction de la concurrence

Deux convictions fortes sous-tendent les Directives communautaires de décembre 1996 pour l'électricité et de juin 1998 pour le gaz :

- la concurrence, chaque fois qu'elle est possible, est garante d'efficacité économique et d'équité ;
- l'instauration d'une concurrence transfrontalière dans des activités, naguère fortement structurées par des logiques nationales, est la manière la plus efficace de promouvoir dans ces secteurs une plus forte intégration économique au niveau européen, bénéfique pour l'ensemble des pays de l'Union.

Les mécanismes d'introduction de la concurrence, tels qu'ils se sont exprimés dans le cadre de ces deux Directives, sont finalement pour l'essentiel très similaires :

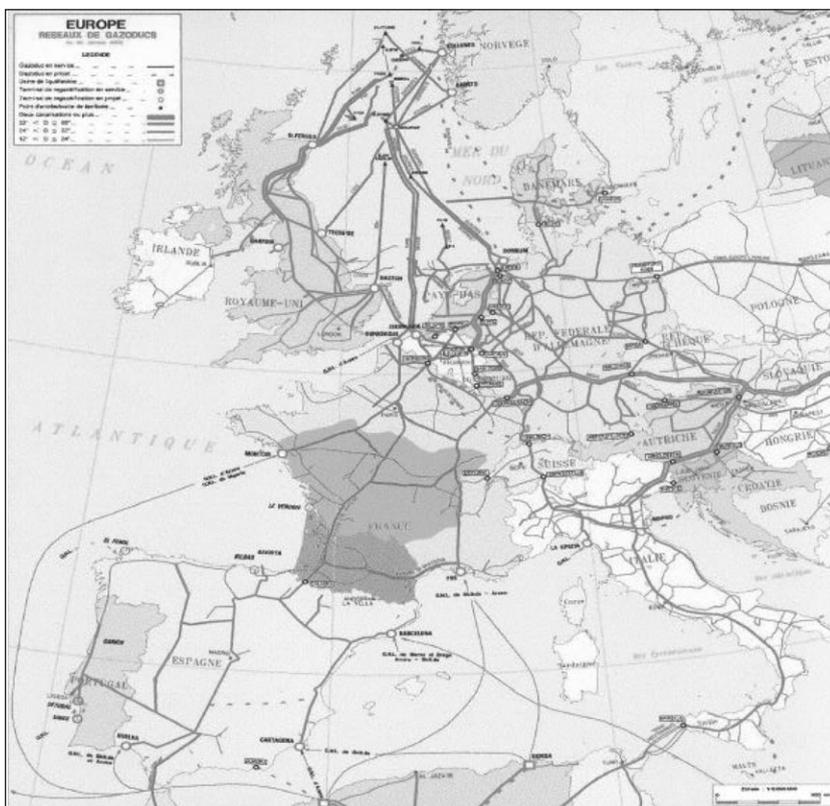


Fig.3. - Les grands gazoducs trans-(ou inter-)européens.

(7) Le vendeur est couvert grâce aux contrats « take-or-pay » des risques volume. La signature de l'acheteur lui permet de trouver le financement – dans certains cas partagé – des investissements de production et de transport nécessaires à l'exécution du contrat. Symétriquement l'acheteur grâce à la politique du « net-back » qui consiste à déterminer les prix de départ du gaz en tenant compte des charges de transport et en mettant en œuvre une formule d'indexation sur le prix des énergies concurrentes est assez largement assuré de la compétitivité sur son propre marché du gaz qu'il s'est engagé à enlever. Au fil des ans, ces pratiques contractuelles se sont quelque peu assouplies : enlèvements minimaux annuels significativement inférieurs aux enlèvements moyens contractuels, clauses de renégociation.

- séparation, au moins comptable, des activités de production et de négoce, d'une part, des activités de transport et des activités de distribution exercées par les opérateurs intégrés, d'autre part ;

- garantie d'un accès non discriminatoire aux réseaux d'une « clientèle éligible » pouvant choisir son fournisseur et, plus généralement, accéder aux divers marchés

concurrentiels susceptibles de se créer dans le cadre de la libéralisation du secteur. Les deux directives fixent un niveau minimal d'ouverture des marchés, l'éligibilité étant appelée, dans l'esprit des promoteurs des Directives, à s'étendre progressivement à l'ensemble de la clientèle ;

- absence de subventions croisées entre la clientèle éligible et la clientèle non-éligible alimentées par un même fournisseur.

Compte tenu des situations bien différentes des marchés des deux énergies au moment de l'entrée en vigueur des Directives, il est cependant très peu probable que l'ouverture à la concurrence du secteur gazier produise des effets immédiatement aussi spectaculaires que ceux que l'on a pu observer dans le cas de l'électricité

Dès l'entrée en vigueur de la Directive sur l'électricité et alors même que les conditions d'accès aux réseaux étaient loin d'être clarifiées dans de nombreux pays, une âpre bataille s'est, en effet, engagée entre les producteurs en place pour conquérir, ou fidéliser, une clientèle éligible bien décidée à faire jouer la concurrence à son profit. La confrontation d'une offre surabondante, le système électrique européen étant assez largement surcapacitaire, et d'une demande encore relativement étroite constituée par les éligibles arrivant en fin de contrat avec leur fournisseur historique, ne pouvait qu'entraîner une baisse substantielle des prix : les transactions se conclurent, en général, sur des bases inférieures de 20 à 25 % aux prix antérieurement pratiqués, voire dans certains cas à des prix de dumping franchement déraisonnables.

Au bout de quelques mois, la concurrence apparût non seulement effective

et intense mais aussi fort désordonnée dans un marché largement imparfait. La prolongation de cette situation eût comporté de nombreux risques : risque de perte de maîtrise technique d'un système devenu opaque pour les gestionnaires de réseaux, risques en termes d'inefficacité économique et de discriminations entre

consommateurs qui pourraient résulter d'une organisation durablement déficiente de la concurrence, risque de voir se renforcer les comportements protectionnistes suscités par la vigueur même de la concurrence. Il existait donc, dès les premiers balbutiements de l'ouverture des marchés une convergence objective d'intérêts entre bon nombre d'acteurs du marché électrique pour que celui-ci s'organise de manière à permettre une concurrence saine et transparente.

Un point clé pour l'organisation de la concurrence dans le secteur électrique sera le développement, en quelques nœuds importants du système interconnecté européen, de marchés *spot* physiques du kWh. analogues à ceux qui structurent la concurrence dans le cas des grands marchés de matières premières. Assurant presque en temps réel – en pratique le jour J-1 pour le jour J – la confrontation de l'offre et de la demande d'électricité, ces marchés *spot* devraient à la fois favoriser une utilisation rationnelle des moyens de production de l'électricité et révéler des prix de court terme du kWh, objectivement fondés sur l'état instantané du marché (8). Les opérateurs sur les marchés *spot* pourront se prémunir des risques liées à la grande volatilité des prix de court terme du kWh par les instruments de couverture (marchés à terme de contrats type et d'options) que leur proposeront des marchés dérivés en tout point semblables à ceux qui existent de longue date pour la couverture des risques sur les grands marchés de matières premières. Bien peu de consommateurs souhaiteront cependant affronter la complexité et les aléas des marchés de court terme : le recours à des contrats bilatéraux, à prix fermes et garantie de fourniture, entre consommateurs et producteurs, restera de pra-

tique générale. Ces contrats de plus courte durée qu'aujourd'hui, gagneront sans doute en transparence et en pertinence en s'appuyant sur les prix constatés sur les marchés *spot* et les marchés à terme.

Cette restructuration du marché électrique européen est en cours. Des places de marché existent dès aujourd'hui à Londres, Amsterdam, Francfort, Leipzig, Madrid, Varsovie, d'autres sont en projet à Paris, Milan, Zurich... Encore faut-il, pour permettre le fonctionnement efficace d'un tel réseau de « bourses de l'électricité » et la réalisation effective des transactions qui en découlent, directement ou indirectement, que l'accès au réseau des différents acteurs soit possible sans discrimination et selon des modalités raisonnablement harmonisées entre les différents pays européens. Nous reviendrons plus loin sur cette question essentielle.

## Vers des réseaux de bourses ?

S'agissant du gaz, le retour d'expérience est encore trop limité, compte tenu de l'entrée en vigueur toute récente de la Directive européenne, pour que l'on puisse porter une appréciation factuelle sur la manière dont s'instaurera la concurrence sur le marché gazier européen.

Certes, l'exemple de la Grande-Bretagne, qui dispose d'une antériorité importante en matière de libéralisation du secteur, est là pour montrer qu'une organisation du marché fondée sur la mise en concurrence des fournisseurs par les consommateurs *via* un accès aux réseaux non-discriminatoire, peut générer une concurrence « gaz-gaz » effective, entraînant des baisses de prix significatives par rapport à la situation

(8) Les prix qui se formeront sur ces marchés reflèteront en particulier les tensions pouvant exister dans l'ajustement de l'offre et de la demande. Dans des situations de pénurie, ces prix pourront s'élever considérablement assurant ainsi, au moins en théorie, l'ajustement de l'offre et de la demande par effacement des consommations les plus flexibles, sans qu'il soit nécessaire de recourir à des mécanismes plus ou moins arbitraires de contingentement. Des expériences récentes et douloureuses (Californie...) montrent bien que ceci n'est vrai que dans de certaines limites et que le marché se révèle impuissant à corriger les effets d'une déficience massive en équipements de production.

de monopole antérieure. Mais cette démonstration probante pour un marché isolé autosuffisant, voire excédentaire, contrôlé par un régulateur doté de pouvoirs étendus et chargé de promouvoir la concurrence, ne permet en rien de préjuger les évolutions à venir sur le continent (9).

Comme on l'a vu, l'Europe communautaire, même si l'on y inclut la Norvège, ne dispose pas globalement de ressources gazières propres lui permettant de faire face à ses besoins actuels et encore moins futurs. Cette forte dépendance à l'égard d'un oligopole de production extra-communautaire structurellement rigidifiée par les pratiques des contrats à long terme «*take-or-pay*» et du «*netback*» analysées plus haut, est évidemment dans l'immediat peu favorable à l'instauration d'une concurrence intense entre producteurs (10).

Apparaîtront cependant au cours des prochaines années des opportunités qui, même si elles ne revêtent pas une ampleur comparable à ce qu'on a pu constater pour l'électricité, seront exploitables pour peu que les conditions favorables à l'instauration d'une réelle concurrence soient réunies. Les souplesses contractuelles semblent en effet suffisantes pour que se développe, au moins si le marché gazier reste raisonnablement détendu, une concurrence significative entre opérateurs gaziers européens, voire une concurrence à la marge entre les grands producteurs actuels et de nouveaux producteurs soucieux de s'introduire sur le marché européen (Libye, Nigeria, Trinidad...). Cette concurrence pourrait notamment se manifester par l'intensification des transactions de court terme autour de «*hubs* gaziers».

L'utilisation croissante du gaz dans la production d'électricité sera sans doute à terme un facteur puissant de convergence entre les problématiques de l'introduction de la concurrence dans le secteur gazier et le secteur électrique. Dès aujourd'hui le «*tra-*

*ding*» simultané du gaz et de l'électricité est de pratique courante. Demain, les centrales électriques brûlant du gaz offriront aux opérateurs gaziers un volant important de clients modulables ou «*interruptibles*» favorable à la fluidité des marchés de court terme.

Mais l'entreprise ambitieuse que constitue la création d'un marché gazier européen concurrentiel et intégré ne prendra tout son sens qu'avec l'instauration d'une réelle concurrence entre producteurs. Une telle perspective n'est nullement invraisemblable à horizon d'une ou deux décennies : le développement des besoins en gaz de l'Europe conduira à une diversification de ses sources d'approvisionnement et, sous l'effet de la mondialisation de l'économie, les pratiques concurrentielles sont, sans aucun doute, appelées à se généraliser bien au-delà des frontières de l'Union européenne actuelle ou future.

## L'accès aux réseaux et sa tarification

Qu'il s'agisse du gaz ou de l'électricité, le mode d'ouverture des marchés, choisi par les Directives européennes, suppose que soit instauré un accès non-discriminatoire aux réseaux de transport, voire de distribution, au profit de l'ensemble des acteurs intervenant sur les marchés concurrentiels. Il convient en particulier, notamment durant la phase de «*décollage*» de la concurrence, que l'opérateur historique - producteur d'électricité ou importateur de gaz - naguère en situation de monopole, ou de quasi-monopole, devenu opérateur dominant, ne bénéficie pas d'avantages compétitifs indus en matière d'accès aux réseaux par rapport à un «*nouvel entrant*» sur son marché national, qu'il s'agisse d'un opérateur en place dans un pays voisin ou d'un nouveau venu sur les marchés européens (11).

Trois conditions sont requises *a minima* pour assurer de manière satisfaisante cet accès aux réseaux :

- une séparation fonctionnelle claire, c'est-à-dire au moins comptable et managériale, des activités de transport et de distribution par rapport aux activités de production ou de négoce au sein des entreprises intégrées (12) ;
  - des règles d'accès aux réseaux non-discriminatoires et transparentes, ce qui suppose qu'elles soient codifiées et publiées ;
  - une tarification de l'usage des réseaux reflétant de manière aussi exacte et équitable que possible les coûts supportés par l'opérateur de réseau.
- Les deux premiers points, pour essentiels qu'ils soient, ne soulèvent pas de questions conceptuelles majeures (13). Il n'en va pas de même pour le dernier sur lequel nous allons nous étendre quelque peu.
- D'une manière générale, on attend d'un «*bon*» système de tarification de l'accès aux réseaux :
- qu'il soit simple, transparent et non-discriminatoire ;

(9) La mise en service de l'Interconnector, gazoduc sous-marin pouvant fonctionner dans les deux sens, entre la Grande-Bretagne et le continent et la création du «*hub* gazier» de Zeebrugge, ont eu pour principal effet une augmentation des prix intérieurs britanniques qui tendent à s'aligner sur les prix continentaux structurellement plus élevés !

(10) Certains de nos voisins, pour tenter de remédier à cette situation, ont instauré ou envisagent d'instaurer des mesures de «*gas-release*» : l'opérateur historique devra rétrocéder à des concurrents une partie des approvisionnements qu'il s'était assuré contractuellement dans la situation de monopole d'importation dont il jouissait antérieurement. Si de telles mesures peuvent, en effet, créer une concurrence entre opérateurs portant sur les marges de négoce, elle doivent être, à notre avis personnel, considérées avec beaucoup de prudence, car elles risquent d'affaiblir les positions de négociation des opérateurs communautaires vis-à-vis de l'oligopole de production, ce qui pourrait avoir, en termes de prix du gaz, un résultat contraire à celui recherché.

(11) La non-discrimination en matière d'accès aux réseaux n'épuise pas, et de loin, la question difficile de l'établissement de conditions de concurrence équitables entre un opérateur en place dominant et de nouveaux entrants. C'est ainsi que se posent, dans le cas de l'électricité et du gaz, la question d'un accès équitable des nouveaux entrants à des «*services de modulation*» ou encore, dans le cas du gaz, la question de l'accès aux terminaux méthaniens propriétés de l'opérateur historique.

(12) Dans plusieurs pays de l'Union, une filialisation, voire une indépendance juridique complète de l'opérateur de transport ont été jugées préférables pour garantir cette séparation des fonctions.

(13) On notera seulement en passant, s'agissant du second point, que tant l'exigence de transparence et de non discrimination, que le souci de permettre un fonctionnement efficace des marchés de court terme militent clairement en faveur d'un accès aux réseaux «*réglementé*», c'est à dire reposant sur des règles du jeu et de tarifs affichés par opposition à un accès « *négocié*» plus opaque et plus lourd à mettre en œuvre.

- qu'il permette à l'opérateur de couvrir ses coûts et de financer dans des conditions raisonnables les investissements nécessaires au développement de ses réseaux ;

- qu'il donne aux acteurs du marché des signaux stables et significatifs leur permettant d'intégrer correctement dans leurs décisions les conséquences qu'elles auront en termes de coûts d'exploitation et de développement des réseaux.

S'agissant du premier critère, on se rend compte facilement que l'absence de discrimination n'est concevable que pour autant que le système tarifaire reflète une certaine «vérité des coûts», ce qui renvoie inévitablement au troisième critère.

Conformément aux enseignements de la théorie économique, il est généralement admis, s'agissant de ce troisième point, que les « bons » signaux tarifaires devraient être fondés sur les « coûts marginaux de long terme » (CMLT) attachés à l'usage des réseaux, ce qui soulève immédiatement une question classique : les activités de transport de l'électricité et du gaz étant toutes deux à « rendement croissant » (14), comment concilier tarification au coût marginal et couverture des coûts de l'opérateur ? La réponse théorique est fournie par le théorème de Ramsay-Boiteux [3] mais, constatant, comme cela arrive souvent, que l'on ne dispose pas des données sur les élasticités nécessaires à l'application de ce théorème, on a recours à une approche simplifiée qui présente aussi des avantages pratiques évidents consistant à séparer les questions de structure et de niveau. On s'efforce donc de définir des structures tarifaires reflétant aussi bien que possible la structure des coûts (marginaux) de long terme, le niveau d'ensemble de la grille tarifaire étant ensuite calé de manière à assurer à l'opérateur de réseau une « recette globale convenable ».

## Hiérarchisation et arborescence

Sans discuter ici de ce qu'il faut entendre par «recette globale convenable», nous consacrerons les paragraphes qui suivent aux questions de

structures tarifaires et, notamment, à l'analyse sommaire des similitudes et des différences que présentent les problématiques électrique et gazière à cet égard.

Un point commun à l'électricité et au gaz est, au moins en première approche, une hiérarchisation tout à fait similaire des réseaux qui acheminent l'une ou l'autre de ces énergies jusqu'au consommateur final. Réseaux de distribution de gaz et d'électricité, réseaux régionaux de transport pour le gaz et réseaux de répartition pour l'électricité, réseau de grand transport national pour le gaz et réseaux de grand transport et d'interconnexion nationale pour l'électricité, gazoducs transfrontaliers et lignes électriques d'interconnexion internationales, se répondent dans une bi-univocité apparemment parfaite.

S'agissant des réseaux de distribution, leur structure, leur consistance et leur coût de développement sont directement commandés par les caractéristiques des consommations à desservir (importance et répartition sur le terrain des points de livraison) et par un certain nombre de données locales qui conditionnent les choix techniques (réseaux souterrains ou aériens pour l'électricité) ou pèsent sur les coûts (éloignement plus ou moins grand du réseau amont). Sans doute n'y aurait-il pas de difficulté majeure, bien que l'exercice ne soit pas spécialement facile en pratique, à traduire, de manière au moins approximative, par une différenciation géographique des tarifs d'accès, l'impact de ces différents facteurs sur le coût de développement de ces réseaux de distribution. Jusqu'à ce jour, dans le cadre de l'organisation électrique et gazière de notre pays, on a vu beaucoup plus d'avantages en termes d'aménagement du territoire et de solidarité nationale à achever puis à préserver une péréquation géographique des tarifs qu'à affiner le signal tarifaire par le biais d'une « déperéquation » dont l'intérêt économique n'est pas totalement démontré.

Des divergences appréciables commencent à apparaître entre logiques électrique et gazière dès le niveau des réseaux régionaux :

- les réseaux régionaux de transport de gaz se développent de manière « arbo-

rescente » à partir du réseau de grand transport national pour alimenter des points de prélèvement (sites industriels ou têtes de réseaux de distribution) répartis dans une zone géographique plus ou moins vaste ; le sens de circulation des flux gaziers y est clairement identifié et l'on conçoit aisément que le coût de desserte d'un nœud de livraison soit directement lié à la longueur des canalisations qui le raccordent au réseau national ; ce facteur de différenciation géographique des coûts était répercuté dans les tarifs avant l'ouverture des marchés, assorti cependant de mécanismes de plafonnement, et continuera, bien entendu, à l'être dans les tarifs d'accès aux réseaux pour la clientèle éligible.

- les réseaux de répartition électriques sont maillés (15) et s'appuient en général sur plusieurs « postes - sources » ; s'il est vrai que leur structure, leur consistance et leur coût dépendent des caractéristiques et de la localisation des consommations dans la zone géographique qu'ils irriguent, on est en règle générale dans l'incapacité théorique et pratique d'identifier un paramètre simple qui permettrait de moduler le coût d'accès au réseau d'un consommateur en fonction de sa localisation au sein du réseau de répartition par lequel il est alimenté ; en tout état de cause, la péréquation géographique des tarifs a conduit dans le passé à uniformiser pour l'essentiel (16) la tarification de l'utilisation des réseaux de répartition sur l'ensemble du territoire ; cette disposition a été maintenue lors de l'ouverture des réseaux.

C'est cependant au niveau des réseaux de grand transport nationaux que le clivage entre les problématiques électrique et gazière en matière de tarification de l'accès aux réseaux, se manifeste avec le plus d'évidence. Bien plus qu'aux spécificités techniques propres aux deux énergies, ce clivage est imputable aux rôles fort différents que sont amenés à jouer ces réseaux

(14) C'est-à-dire que le coût total du transport (charges d'exploitation + charges de capital), supposé optimisé, croît moins que proportionnellement à la quantité à transporter. Dans ce cas, le coût marginal est inférieur au coût moyen.

(15) Même s'ils ne sont pas toujours exploités complètement maillés, mais ceci n'est qu'un détail.

(16) C'est-à-dire à l'exception des frais de raccordement directs.

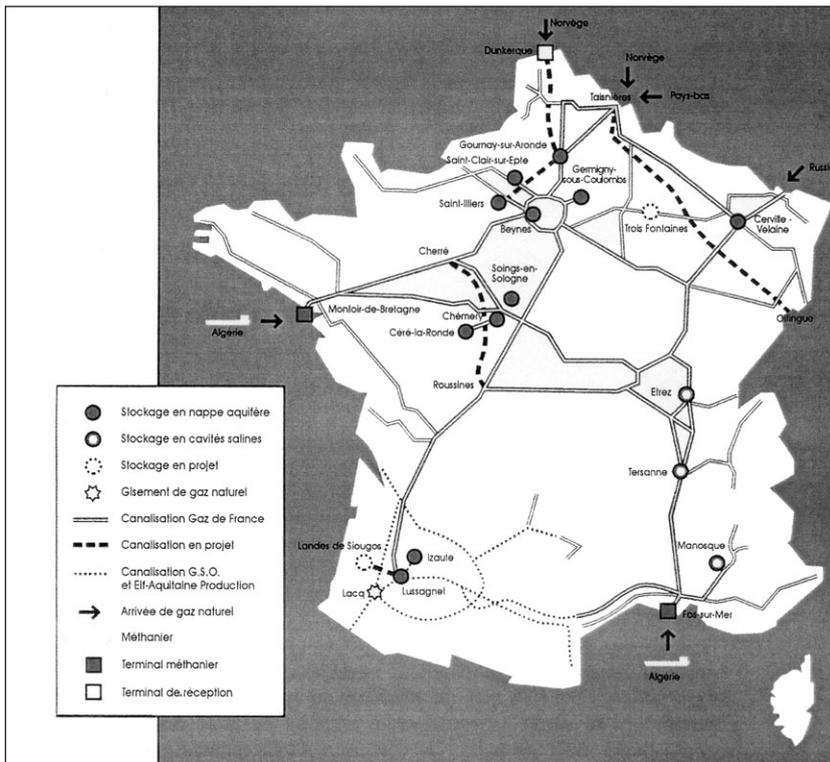


Fig.4. – Carte des grands axes de transport du réseau français.

dans le cas de l'électricité et dans le cas du gaz, compte tenu de la répartition géographique des sources d'approvisionnement par rapport aux zones de consommation.

## Tarifications « timbre-poste » et « nodale »

Si l'on considère, par exemple, la situation actuelle du système électrique français, on constate que l'implantation des centrales de production sur le territoire est raisonnablement cohérente avec la répartition géographique des consommations à desservir. Bien entendu, la production hydraulique est, par la force des choses, concentrée dans les Alpes, les Pyrénées, le Massif Central et le long du Rhin et du Rhône, mais de puissantes centrales nucléaires ou thermiques classiques ont été développés à la périphérie de la Région parisienne et, plus généralement, à proximité des grandes zones de consommation. Les transport d'énergie, éminemment variables au fil des heures, des jours et des saisons s'effectuent sur de relativement courtes distances par l'intermédiaire d'un puissant réseau à très haute

tension, beaucoup plus dimensionné par les besoins de sécurité d'un système devant faire face aux multiples aléas affectant l'équilibre de l'offre et de la demande au niveau national, que par des besoins systématiques de transport. La pratique quotidienne de l'exploitation du système électrique français et les simulations que l'on peut faire de cette exploitation dans différentes situations contrastées montrent bien qu'en général la circulation des flux électriques est fluide et qu'il n'existe pas de différences très significatives entre les coûts marginaux de l'électricité aux différents nœuds du réseau (17)

Dans ces conditions, il n'existe, en fait, aucune raison objective qui pourrait justifier une facturation différente des services du réseau de grand transport et d'interconnexion selon le lieu où l'énergie électrique est injectée et le lieu où elle est consommée. En particulier, la distance entre le point d'injection et le point de prélèvement ne jouant aucun rôle dans le mécanisme de formation des coûts, n'apparaît pas dans la tarification (18)

On aboutit ainsi à un système tarifaire d'accès au réseau très simple de type « timbre-poste » où chaque fournisseur

acquitte pour accéder au réseau un droit d'entrée proportionnel à la puissance maximale qu'il entend injecter dans le réseau et où chaque consommateur acquitte, pour accéder au réseau, un droit de prélèvement proportionnel à la puissance maximale qu'il entend prélever sur le réseau, les coefficients de proportionnalité étant indépendants du lieu où les puissances sont injectées ou prélevées. Bien entendu, le modèle tarifaire peut être raffiné pour mieux cerner la réalité des coûts : il peut revêtir une forme binôme (la facture est la somme d'un terme proportionnel à la « puissance souscrite » et d'un terme proportionnel aux kWh effectivement injectés ou prélevés), il peut être saisonnalisé, tenir compte de la « durée d'utilisation » de la puissance souscrite, des possibilités de modulation ou d'interruptibilité à la demande de l'opérateur de réseau... sans que ceci n'en affecte la philosophie.

Dans le cas d'un réseau de grand transport de gaz, la situation est généralement tout autre. Si l'on considère, par exemple, le réseau de grand transport français dans son ensemble, sans qu'il y ait lieu de distinguer ici les réseaux de GDF, de CFM et de GSO (voir, en figure 4, la carte des grands axes de transport du réseau français), on constate que les sources qui l'alimentent, compte tenu du déclin de Lacq, sont périphériques et relativement déséquilibrées, les sources du Nord et de l'Est étant, dans l'état actuel des contrats, nettement prépondérantes par rapport aux terminaux méthaniers de Fos et de Montoir. Dans les études très complexes qui visent à définir une politique optimale de développement de ce

(17) Ceci n'a pas toujours été le cas et, en certaines périodes de l'histoire du système électrique français, sont apparus des déséquilibres Nord-Sud ou Est-Ouest pouvant justifier une certaine différenciation tarifaire par grandes zones géographiques. Cette différenciation ne s'est appliquée qu'aux très gros consommateurs et est toujours restée relativement modeste. A noter qu'existent, même aujourd'hui, quelques problèmes de congestion ponctuels sur le réseau français. Ils ne semblent pas revêtir un caractère suffisamment structurel et durable pour remettre en cause les considérations développées ici.

(18) On a pu comparer un système électrique présentant ces caractéristiques à un « lac énergétique » alimenté par de multiples cours d'eau et dans lequel puisent de multiples consommateurs, sans qu'il y ait lieu d'identifier les relations qui unissent fournisseurs et consommateurs dans ce milieu isotrope où la distance ne joue aucun rôle déterminant.

réseau de grand transport, le réseau est réputé satisfaisant s'il est capable de faire face à un certain nombre de situations dites « dimensionnantes » : jour froid d'hiver où la consommation est maximale, jour d'été où le remplissage des stockages souterrains conditionne l'essentiel des transits, « situations de crise » se traduisant par l'indisponibilité de plus ou moins longue durée de l'une des sources d'approvisionnement... De l'examen de ces mécanismes de dimensionnement du réseau national de grand transport de gaz ressort clairement que le coût d'acheminement d'une certaine quantité de gaz, d'un point d'injection donné à un point de prélèvement donné, ne saurait être indépendant de la localisation de ces points d'injection et de prélèvement sur le réseau.

Pour tenter de refléter cette réalité complexe, qui condamne, bien sûr, une tarification de type « timbre-poste », deux grandes familles de systèmes tarifaires sont aujourd'hui opératoires (19) :

- la tarification dite « à la distance » (*distance related*) qu'ont retenue, par exemple, les opérateurs allemands et français ; elle consiste à additionner des coûts élémentaires correspondant à la réservation de capacités de transport sur différents tronçons de réseau, le long d'un chemin allant d'un point d'entrée du gaz sur le réseau à un point de prélèvement ; les coûts élémentaires unitaires de réservation attachés à chacun de ces tronçons étant très directement liés à leur longueur, le facteur distance de transport est explicitement pris en compte dans cette méthode de tarification ;

- la tarification dite « entrée-sortie » (*location related*), actuellement en usage en Grande-Bretagne, en Irlande et en cours de mise en place en Italie ; pour un acheminement entre un nœud d'injection donné et un nœud de prélèvement donné, « l'affréteur » acquitte un droit d'injection variable selon le point d'entrée qu'il utilise et un droit de prélèvement variable selon le point ou le gaz est délivré ; la notion de distance de transport n'ap-

paraît donc pas explicitement, elle est cependant sous-jacente au calcul de la grille tarifaire.

A vrai dire, aucun de ces deux systèmes n'est satisfaisant :

- la tarification « à la distance » qui constituerait un modèle pertinent pour un réseau arborescent alimenté par une seule source, comporte des risques de discrimination importants entre un « affréteur dominant » et un nouvel entrant, dès lors que le premier à la possibilité de jouer sur plusieurs

sources pour minimiser sa facture de transport tandis que le second ne le peut généralement pas ; ces risques de

discrimination sont directement liés au fait que dans le cas d'un réseau multisources, la tarification à la distance ne peut prétendre à une représentativité correcte des coûts ;

- la tarification « entrée-sortie » élimine les risques de discrimination les plus évidents ; par contre, elle ne peut être vraiment représentative des coûts marginaux de transport, dès lors qu'elle tarifie un acheminement en faisant la somme d'un « ticket d'entrée » et d'un « ticket de sortie », tous deux positifs, ce qui ne correspond pas à la « structure naturelle » des coûts marginaux d'acheminement sur un réseau maillé multisources.

On montre, en effet, dans le cas du gaz [4], comme d'ailleurs dans le cas de l'électricité [5], que les coûts marginaux de transport ont une structure « nodale ». Dans le cadre du développement optimal d'un réseau de transport, il existe à chaque instant un système de prix attachés aux différents nœuds du réseau (les « prix nodaux »), tel que le coût marginal de long terme attaché à un acheminement entre deux nœuds soit la différence entre le prix nodal du nœud de prélèvement et le prix nodal du nœud d'injection. Les modalités de mise en œuvre pratique d'un système de tarification nodale, restent encore à préciser, mais il s'agit sans aucun doute d'une piste d'avenir comme le confirment les considérations qui suivent touchant à l'intégration des marchés européens.

## Lac énergétique et péninsules électriques

L'ouverture des différents réseaux nationaux est, bien évidemment, indispensable pour que l'on puisse espérer voir émerger progressivement des marchés européens de l'électricité et du gaz réellement intégrés et concurrentiels. Mais une juxtaposition de marchés ouverts ne constituera pas un marché unique tant qu'une harmonisation suffisante des pratiques en matière d'accès aux réseaux n'aura pas été réalisée et que les transactions transfrontalières ne seront pas aussi aisées et fluides que les transactions au sein de chacun des pays. L'exemple de l'électricité, qui est chronologiquement un peu en avance sur le gaz, est à cet égard instructif.

Au départ régnait un grand désordre :

- en matière d'organisation des marchés, les Anglais avaient leur « pool », les Scandinaves leur « Nord pool », les Espagnols, dans le même esprit mais avec des nuances, structuraient leur marché national autour d'un marché de court terme « obligatoire », les autres pays préféreraient laisser jouer librement les transactions bilatérales, le recours aux marchés *spot*, qui semblaient devoir se créer un peu partout sur le territoire européen, restant « facultatif » ;
- s'agissant de l'accès aux réseaux, la plupart des pays étaient favorables à un accès réglementé, l'Allemagne constituant une exception notable en préférant un accès négocié ; le « timbre poste » apparaissait à la plupart des pays comme une solution suffisante en première approximation pour tarifier l'accès à leurs réseaux de grand transport nationaux ; les Allemands, quant à eux, penchaient pour une « tarification à la distance »...

- aucun consensus n'existait sur la manière de traiter les transactions transfrontalières ou de rémunérer équitablement les réseaux qui, tels le réseau suisse, assuraient des transits massifs entre pays tiers ;

- les gestionnaires de réseaux, en pleine phase de réorganisation, après avoir (plus ou moins bien) dénoué les liens

(19) L'analyse qui suit est directement empruntée à notre référence [4] à laquelle on se reportera pour plus de précision.

qui les unissaient aux producteurs auxquels ils étaient naguère intégrés, n'étaient manifestement pas prêts à assumer toute la complexité de la gestion d'un marché appelé à devenir de plus en plus concurrentiel et réactif.

Fort heureusement, en moins de deux ans, des progrès significatifs ont été réalisés :

- les gestionnaires de réseau, réunis au sein de leur association ETSO, ont entrepris les travaux nécessaires pour harmoniser les aspects techniques de l'ouverture des réseaux et créer le système d'information qui leur permettra à terme de gérer de manière coopérative un vaste système électrique européen intégré régi par les lois du marché ; s'il est admis que la gestion du système électrique européen relèvera d'une coopération entre gestionnaires de réseaux et non pas d'un organisme centralisée, il est encore trop tôt pour dire jusqu'à quel point la nécessité d'une étroite coordination entre les différents sous-systèmes justifiera l'intégration des systèmes informatiques de bases de données et de conduite des réseaux ;

- s'agissant de l'organisation des marchés, notamment après l'abandon par la Grande-Bretagne du système du «pool» au profit d'une organisation, dite NETA (20), très proche de celles envisagées sur le continent, la convergence des pratiques au niveau européen semble assurée ; la plus grande partie des transactions devrait continuer à se réaliser par le biais d'accords bilatéraux de court, moyen ou long terme, conclus de gré à gré ou sur appel d'offre, entre fournisseurs et consommateurs, mais ce dispositif classique est appelé à être complété et enrichi par un réseau de marchés de court terme (marchés *spot* sur lesquels se confronteront l'offre et la demande d'électricité le jour J-1 pour le jour J) et par des « marchés d'ajustement » dans lesquels les gestionnaires de réseaux pourront puiser, en temps quasi réel, pour assurer l'ajustement final de la production et de la consommation et lever les « contraintes de réseaux » apparues de manière inopinée ;

- l'idée d'une tarification « à la distance », à vrai dire totalement inadaptée à la réalité technico-économique du système électrique européen, est aban-

donnée et l'on est sur le point d'apporter une réponse acceptable aux problèmes posés en matière d'échanges transfrontaliers par la juxtaposition de systèmes électriques pratiquant des tarifications d'accès aux réseaux de type « timbre-poste », similaires dans leur principes mais de niveaux différents, compte tenu des spécificités techniques, géographiques et économiques des différents pays en matière de réalisation des grands réseaux électriques ; il convenait, en effet, de ne pas taxer au passage de chaque frontière les transactions de longue distance ce qui aurait eu un effet de « *pancaking* » désastreux en termes de concurrence et d'intégration européenne ; le remède, très simple, consiste à faire payer le « timbre-poste » d'injection une fois et une fois seulement dans le système d'origine, et le « timbre-poste » de prélèvement, une fois et une fois seulement dans le système de destination, ce qui d'ailleurs rend tout à fait inutile le suivi des transactions elles-mêmes ; il est clair qu'une concurrence équitable entre producteurs suppose une certaine harmonisation des timbres-poste d'injection au plan européen, les timbres-poste de prélèvement pouvant être eux différenciés sans inconvénient pour tenir compte des spécificités des réseaux ; un dispositif, également mis au point pour rémunérer les réseaux « transitaires », consiste en une « cagnotte » européenne alimentée par les différents gestionnaires de réseau et répartie équitablement entre les réseaux assurant des transits pour lesquels ils ne perçoivent pas de rémunération, le dispositif, simple dans son principe, suppose évidemment des tractations délicates pour sa mise en œuvre, car les sommes en cause sont loin d'être négligeables.

Tout ceci serait parfaitement satisfaisant si l'image du « lac énergétique » évoquée plus haut pouvait s'appliquer à l'ensemble du système électrique européen interconnecté. Or, s'il en est bien approximativement ainsi pour la « plaque continentale », les interconnexions entre cette « plaque continentale » et les « péninsules électriques » (Grande-Bretagne, Scandinavie, Italie, péninsule ibérique) présentent de manière structurelle des capacités

significativement inférieures aux transits qui résulteraient du libre jeu du marché. Il en résulte des « congestions » plus ou moins systématiques qu'il faut lever dans le respect d'une stricte égalité de traitement entre les acteurs souhaitant utiliser la ressource rare que constituent ces axes de transport saturés.

La réponse classique en de telles circonstances est l'organisation d'un système d'enchères. Cette solution qui répond, certes, au souci d'équité n'est cependant pas très facile à mettre en œuvre dans le cas d'un système électrique complexe, surtout si l'on entend travailler en temps quasi réel. L'idée reprend donc vigueur d'un système de tarification nodale au plan européen, capable de prendre en compte ces phénomènes de congestion structurelle et accessoirement le coût des pertes différentielles qui pourrait ne pas être négligeable dans le cadre de transactions entre zones éloignées du réseau européen.

De manière quelque peu paradoxale, les problématiques électrique et gazière en matière de tarification de l'accès aux réseaux qui s'étaient séparées sur la tarification des réseaux de grand transport nationaux, pourraient de nouveau se rejoindre à l'occasion de la recherche d'un système tarifaire permettant une réelle intégration du marché européen de l'une et l'autre des énergies.

## Quelques mots sur la régulation

Un rapport récent du Commissariat au Plan [6], consacré aux nouvelles régulations des services publics en réseaux, soulignait tout l'intérêt que pouvait présenter la mise en place d'organismes de régulation spécialisés et indépendants pour accompagner et contrôler les mutations de grande ampleur qui devaient remodeler profondément les secteurs d'activité en cause au cours des prochaines années.

Le rapport identifiait les missions essentielles que devraient assurer ces organismes :

---

(20) New Electricity Trading Arrangements.

- veiller à l'instauration progressive d'une concurrence effective et transparente dans des activités dont l'organisation échappait naguère largement aux mécanismes de marché ;

- réguler les segments de ces activités qui resteraient institutionnellement en situation de monopole (c'est, par exemple, le cas des réseaux de grand transport et d'interconnexion dans le cas de l'électricité dont le caractère de « monopole naturel » fait peu de doute (21)) ou pour lesquels la concurrence ne pourrait avoir d'effets déterminants au moins dans l'immédiat (il semble bien que tel soit le cas des réseaux de transport de gaz : la concurrence entre opérateurs de transport peut devenir effective dans certains types de situation ; il paraît peu probable qu'elle puisse à elle seule réguler efficacement le niveau général des tarifs d'accès aux réseaux) ;

- veiller à la bonne exécution des missions de service public prescrites par le législateur, en respectant dans toute la

mesure du possible les principes de la concurrence ;

- promouvoir dans le cadre d'une concertation permanente avec les autres régulateurs européens, une harmonisation des pratiques, notamment en matière d'accès aux réseaux, permettant l'émergence progressive de marchés européens intégrés et concurrentiels dans les secteurs en cause.

Le rapport recommandait également que la régulation des secteurs électrique et gazier soit assurée par le même organisme.

A propos de ce dernier point, on espère que ce petit essai sur les « vies parallèles de deux énergies illustres » aura convaincu le lecteur que, même si « le gaz n'est pas l'électricité et réciproquement » comme se plaisent à le souligner à juste titre les acteurs des deux secteurs, rapprocher les problématiques gazière et électrique pour mieux en comprendre les similitudes et les différences n'est pas un exercice totalement futile. ●

---

(21) La possibilité de construire des « lignes directes », pour intéressante qu'elle soit dans le traitement de certains problèmes locaux ne remet pas fondamentalement le bien-fondé de cette assertion

---

## BIBLIOGRAPHIE

- [1] Pierre Massé, « Le choix des investissements », Dunod, 1959.
- [2] Jean Bergougnoux, « La planification des systèmes électriques ».
- [3] Marcel Boiteux, « Sur la gestion des monopoles publics astreints à l'équilibre budgétaire », *Econometrica*, 1956.
- [4] « Rapport du groupe d'expertise sur la tarification de l'accès aux réseaux de transport et de distribution du gaz » (sous la présidence de Jean Bergougnoux), Avril 2001. Consultable sur le site de la Commission de Régulation de l'électricité ([www.cre.fr](http://www.cre.fr)).
- [5] « Rapport du groupe d'expertise sur la tarification des réseaux de transport et de distribution de l'électricité » (sous la présidence de Paul Champsaur), 1999. Consultable sur le site de la Commission de Régulation de l'électricité ([www.cre.fr](http://www.cre.fr)).
- [6] « Services publics en réseaux : perspectives de concurrence et nouvelles régulations ». Rapport d'un groupe de travail du Commissariat général du Plan présidé par Jean Bergougnoux. La Documentation française. Avril 2000.