



RAPPORT DE RECHERCHE

Décembre 2002

La restructuration des chaînes de valeur énergétiques en Europe

Benoît ESNAULT
Chargé de recherche au CGEMP
Post-doctorant IFE

AVANT PROPOS

Les recherches menées dans le cadre du contrat signé entre l'Institut Français de l'Énergie et le Centre de Géopolitique de l'Énergie et des matières Premières avaient pour but de mener une réflexion sur l'évolution en cours des chaînes de valeur énergétiques. Il s'agit d'une problématique très large qui vise à cerner les nouveaux équilibres en Europe, et à ouvrir sur une prospective à plus long terme. Quelles sont les conséquences observables de l'ouverture à la concurrence des énergies de réseau, quel est l'impact des nouveaux équilibres géopolitiques ?

Cette étude s'est inscrite dans un contexte de profondes transformations qui rendent les marchés beaucoup moins lisibles. Ces réformes sont d'abord réglementaires : de nouveaux projets de directive sur l'électricité et le gaz en Europe poussent à une plus grande ouverture, pendant que les crises intervenues aux Etats-Unis (crise de l'électricité en Californie, affaire Enron) posent la question de la pertinence des réformes en cours. Les transformations sont ensuite financières : le mode de financement des entreprises est de plus en plus tourné vers les marchés (privatisation des entreprises, recours aux marchés action), et les bourses d'énergie prennent une part de plus en plus importante du négoce. Les bouleversements sont technologiques, à la fois au niveau des technologies appliquées à la production ou à l'utilisation d'énergie, et au niveau des techniques de traitement de l'information (NTIC, Internet). Ces évolutions s'inscrivent enfin dans un contexte géopolitique en pleine mutation sous l'effet d'une part du renouveau de la problématique de sécurité d'approvisionnement, et d'autre part de la prise de conscience de l'impact environnemental de la consommation d'énergie. Une nouvelle solidarité mondiale pourrait voir le jour, à condition que les pays industrialisés renoncent à la défense exclusive de leurs intérêts.

Ce travail a donc pour ambition de comprendre les réformes en cours en Europe à partir de l'étude des nouvelles relations verticales au sein des filières. L'accent a avant tout été porté sur les parties des chaînes de valeur gazières et électriques qui relèvent directement de la dérégulation. L'amont pétro-gazier n'est donc pas traité, bien que la réforme des marchés aval ait un impact sur le comportement des producteurs.

Ce rapport a été rédigé sous la direction du Professeur Jean-Marie Chevalier, dans le cadre d'un projet visant d'une part à approfondir la réflexion conceptuelle sur les réformes en cours en Europe, et d'autre part à stimuler le dialogue entre le milieu universitaire et l'industrie afin de mieux mesurer les enjeux et les conséquences de la dérégulation pour les différents acteurs de la scène énergétique.

INTRODUCTION

Depuis quelques années, les marchés de l'énergie connaissent un ensemble de transformations rapides sous l'impulsion conjointe de réformes réglementaires et du progrès technique. Historiquement, la production et la distribution de biens énergétiques étaient principalement confiées à des monopoles, les différents stades des filières étant intégrés verticalement ou faisant l'objet de relations stables de long terme. Les entreprises de ces secteurs évoluaient donc dans un environnement peu concurrentiel, et, en tant que moyens de mettre en œuvre les choix de politique énergétique, étaient soumises à un contrôle étroit des pouvoirs publics.

La réforme des marchés électriques et gaziers est donc une remise en cause radicale de l'organisation de ces industries. La première révolution touche à la régulation : critiqués pour leurs inefficacités de gestion et leur tendance à capter des rentes, les monopoles ont été progressivement dénoncés dans la plupart des pays industrialisés. La concurrence a donc été introduite sur des marchés traditionnellement protégés et confiés à des entreprises publiques. La théorie des marchés contestables a supplanté l'argumentation fondée sur la notion de monopole naturel, pour stimuler la compétition potentielle sur l'ensemble des activités où cela est possible. La dérégulation des réseaux de gaz et d'électricité, entamée en Amérique du Nord et au Royaume-Uni, concerne aujourd'hui l'Union européenne par la mise en application des directives de 1996 et 1998, respectivement sur l'électricité et le gaz. Parallèlement, les marchés nationaux se décloisonnent pour donner naissance progressivement à des marchés continentaux, notamment en Europe occidentale.

La seconde révolution est d'ordre technique. En premier lieu, les réseaux électriques et gaziers sont arrivés à maturité, ce qui signifie que les besoins en infrastructures sont aujourd'hui globalement satisfaits. En deuxième lieu, les progrès de la génération d'électricité à partir de gaz naturel rendent compétitives des unités décentralisées, à l'impact environnemental et au temps de mise en œuvre réduits. Enfin, les progrès des technologies de l'information et de la communication (TIC) facilitent aujourd'hui la transmission de données, améliorent la transparence des marchés et la gestion des flux sur les réseaux. Elles offrent en outre de nouvelles opportunités pour le négoce et la commercialisation des produits.

Nombre d'analystes voient dans la diffusion des TIC une révolution industrielle qui pèse à la fois sur les relations entre agents économiques et sur le fonctionnement interne des entreprises. S'il est incontestable que l'informatisation et l'utilisation de plus en plus systématique d'Internet ont considérablement transformé l'organisation des marchés en révolutionnant les modes de diffusion de l'information et le rapport à l'espace, le bilan économique de la nouvelle économie appliquée au secteur de l'énergie est très incertain. Nombre d'initiatives ont été des échecs, les gains de productivité sont souvent difficiles à mettre en évidence, et la faillite frauduleuse d'Enron provoque une remise en cause des nouveaux modèles d'entreprise centrés sur Internet et le négoce.

Pertinence de l'approche en termes de chaîne de valeur

L'ouverture à la concurrence et la privatisation des entreprises énergétiques représentent pour elles une véritable révolution. En effet, elles se sont jusqu'à présent contentées de « bien faire leur métier » : pilotées directement ou indirectement par les gouvernements, leur objectif était de pourvoir aux besoins des populations, c'est-à-dire de fournir une énergie abondante et, dans le cas de la France, de contribuer à l'indépendance énergétique et à la satisfaction sans discrimination des besoins des citoyens, dans le cadre des missions de service public. Les mutations actuelles touchent donc à la fois à la propriété des firmes, à leur structure interne, à leurs fonctions, à la réglementation à laquelle elles sont soumises, aux relations commerciales, aux modes de management, etc. Désormais, l'objectif est d'être rentable : les revenus ne sont plus assurés, les positions concurrentielles sont remises en question. Un ensemble de marchés peuvent apparaître le long des filières sur lesquels les firmes se doivent d'être compétitives : c'est une question de survie à long terme. Ainsi, pour les entreprises, ce sont à la fois les métiers, les structures organisationnelles et les relations avec l'extérieur qui sont remis en cause.

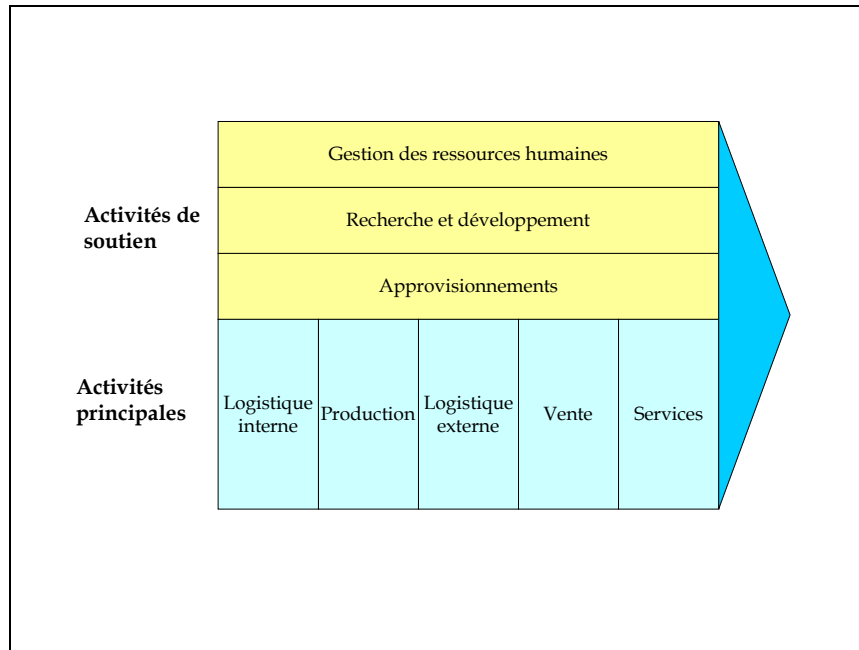
Rendre compte de manière synthétique de ces phénomènes croisés demande donc l'utilisation d'un concept opérationnel à la fois général et précis. Les entreprises ont aujourd'hui une approche multisectorielle des marchés, afin de profiter d'éventuelles synergies entre secteurs d'activité connexes, et les évolutions qui touchent à leur organisation doivent être prises en compte. C'est pourquoi nos travaux s'appuient sur le concept de chaîne de valeur. Avant tout utilisée par les gestionnaires, la chaîne de valeur est pratiquement absente de la science économique, peut-être en raison des difficultés conceptuelles soulevées (le débat sur la valeur a en effet mobilisé des générations d'économistes), et de son application privilégiée : l'analyse opérationnelle de la position concurrentielle des firmes.

M. Porter (1986, p.49) définit la chaîne de valeur comme la décomposition de « *la firme en activités pertinentes au plan de la stratégie* ». Il s'agit donc d'un concept centré sur la firme, qui s'insère dans ce que Porter appelle le système de la valeur qui comprend l'ensemble des chaînes de valeur des entreprises situées en amont et en aval le long de la filière de production d'un bien ou d'un service (fournisseurs, distributeurs, etc.). Selon les activités de la firme, la chaîne de valeur globale peut être décomposée en chaînes de valeur des unités de production. Le concept est donc à géométrie variable au sein des entreprises. Cette approche est utilisée notamment pour étudier les performances des firmes par l'évaluation de la « valeur totale ». Porter (1986, p.54) mesure la valeur par « *les recettes totales qui reflètent le prix qu'une firme peut obtenir pour son produit et le nombre d'unités qu'elle peut vendre* ». Pour un bien, la valeur créée correspond donc au prix de vente ; elle se distingue de la valeur ajoutée qui correspond à la différence entre le prix de vente et le coût d'achat des matières premières.

La chaîne de valeur est un concept de plus en plus repris en économie industrielle. J.-M. Chevalier (2000), la définit « *comme une séquence organisationnelle qui, en partant de la valeur initiale des matières premières (ou de produits immatériels comme le savoir), ajoute de la valeur au cours de différentes étapes de transformation, fabrication, transport, stockage, mise à disposition pour aboutir finalement à la vente d'un produit* ». Comme le souligne P.-J. Benghozi (2001), ce concept se situe au confluent de l'économie

industrielle et de la gestion. Il définit la chaîne de valeur comme « *la façon dont s'organisent et s'articulent les différents intervenants dans la chaîne de production d'un bien ou d'un service contribuant à créer ou y ajouter une valeur économique* ». Proche de la notion de filière, la chaîne de valeur n'en est pas moins différente, car elle ne s'arrête pas à une vision verticale des relations inter-industrielles, mais prend en compte tout ce qui peut concourir à la « création de valeur », y compris l'efficacité organisationnelle des firmes ou leur capacité à réduire leurs coûts.

Figure 1. La chaîne de valeur de l'entreprise selon Porter



Nous utiliserons, dans nos travaux, deux approches des chaînes de valeur : l'une, macroscopique, qui correspond globalement au système de la valeur défini par Porter, et qui ne se focalise pas sur les firmes mais sur les activités qui participent à la mise à disposition d'un bien énergétique. Nous nous focaliserons ensuite sur la firme et analyserons l'impact des phénomènes macroscopiques sur la stratégie des entreprises, et en particulier sur leur organisation et sur les arbitrages auxquels elles vont se livrer.

Etant donnée la complexité des évolutions en cours sur les marchés énergétiques en Europe et dans les pays industrialisés en général, qui mettent en jeu à la fois l'organisation interne des firmes et leurs relations avec les autres acteurs (concurrents, clients, autorités de régulation, etc.), la chaîne de valeur permet de mettre en évidence à la fois l'évolution des relations verticales et horizontales. Elle permet notamment de rendre compte du rapprochement de certaines filières, par le développement de stratégies multi-énergies, et offre plusieurs approches, centrées sur la firme ou sur un ensemble d'entreprises.

I. CHAÎNES DE VALEUR ÉNERGÉTIQUES ET DÉRÉGULATION EN EUROPE

Avant l'ouverture à la concurrence, les chaînes de valeur énergétiques étaient totalement ou partiellement intégrées verticalement, les réseaux de transport et de distribution étaient gérés de manière centralisée. Ces organisations industrielles sont le résultat d'une longue histoire, et répondent à un ensemble de contraintes techniques et financières. Pour mesurer les conséquences de la dérégulation sur les chaînes de valeur énergétiques, il est donc nécessaire d'en expliquer l'organisation initiale, les principes de l'ouverture à la concurrence et les conséquences déjà observables en Europe.

1. La chaîne de valeur de l'électricité

L'électricité est progressivement devenue un bien de première nécessité dans les pays industrialisés. Aujourd'hui, l'accès cette énergie est un droit fondamental en Europe : l'universalité de la desserte est inscrite dans les missions d'intérêt général auxquelles sont soumises les opérateurs. L'ouverture à la concurrence change donc de fait le statut du bien électricité. Avec l'arrivée à maturité des infrastructures, la commission de Bruxelles a jugé que les monopoles historiques devaient être remis en question, et que la libéralisation pourrait conduire à une baisse des prix et à une amélioration de la qualité, donc à une amélioration du bien-être collectif.

a) La construction des monopoles en Europe

Les réseaux électriques en place à la veille de la dérégulation étaient le résultat d'une longue histoire, et représentaient une illustration intéressante de la constitution de monopoles naturels. Car, si cette notion est généralement avancée pour expliquer la structure monopolistique, comme le remarque Demsetz (1968), le grand reproche que l'on peut adresser à la théorie du monopole naturel est de décrire une situation existante sans en analyser les processus d'émergence, à partir de marchés souvent morcelés, avec plusieurs acteurs.

Les réseaux électriques ont commencé leur développement à la fin du 19^{ème} siècle, avant tout sur une base locale, à partir d'initiatives individuelles. La première centrale fut construite à New York en 1882, puis progressivement se sont développés des réseaux de distribution, souvent à l'initiative des municipalités, pour la satisfaction de services collectifs (éclairage public, transport urbain, etc.). Il croissaient autour d'une centrale, généralement construite à l'initiative d'industriels pour satisfaire des besoins d'énergie dans le cadre de processus de production (industries textile, mécanique, etc.). Il y a donc eu un développement conjoint de la production, des réseaux et des techniques (mécanisation des chaînes de production, multiplication des usages domestiques, etc.). Fondés principalement sur des régimes de concessions, les réseaux n'étaient pas interconnectés et fonctionnaient selon des standards différents (tension de service, courant continu ou alternatif).

Le véritable « décollage » de l'industrie électrique date de l'Entre-deux-guerres avec un développement rapide de la consommation de masse, la construction des premiers réseaux de transport (l'utilisation de la très haute tension permettant de réduire considérablement les pertes en lignes), la rationalisation et la standardisation

des normes techniques avec l'adoption quasi-généralisée du courant alternatif et l'harmonisation des tensions et des fréquences. Les centrales sont de plus en plus importantes afin de bénéficier d'effets de taille. Les réseaux s'interconnectent sur une base régionale ou nationale. On assiste à une intégration verticale (production, transport, distribution) et horizontale (géographique) du secteur avec la multiplication des opérations de fusion-acquisition et une coordination de plus en plus poussée des différents opérateurs dans le cadre d'arrangements coopératifs organisant le dispatching.

Des monopoles régionaux ou nationaux se sont donc progressivement constitués, groupes privés à la puissance économique considérable. Ces groupes, intégrés à la banque ou à l'industrie électrotechnique, ont rapidement été accusés d'abus de position dominante, d'insuffisance d'investissement, de pratiques tarifaires abusives. Avec la multiplication de ses usages, l'électricité devient un bien essentiel. Ainsi apparaissent les premières préoccupations de service public, qui se traduisent par la prise en charge de la réglementation par des autorités régionales ou nationales, en remplacement des autorités locales. On assiste donc à un renforcement de l'Etat qui va conduire aux premières nationalisations en Europe.

Après la seconde guerre mondiale, plusieurs modes d'organisation du secteur émergent. La Grande Bretagne, puis la France se dotent de monopoles publics, suivies par l'Italie (1962), puis le Portugal (1972). Les Etats-Unis et l'Allemagne font en revanche le choix du maintien d'un secteur privé soumis à un anti-trust sévère et une limitation de l'emprise géographique des opérateurs. L'intégration verticale est totale ou partielle, avec séparation entre production-transport (monopoles nationaux ou régionaux) et distribution (distributeurs régionaux ou locaux). Des obligations de service public sont instaurées (obligation de desserte, principe de continuité), un contrôle des investissements et des tarifs est également mis en place dans la plupart des pays.

Les modes d'organisation varient fortement d'un pays à l'autre. La scène électrique européenne était donc marquée par une forte hétérogénéité avant dérégulation, principalement pour des raisons historiques et culturelles. La France, forte d'une tradition centralisatrice et d'un attachement à la notion de service public, à l'équité et au progrès social, s'est dotée d'un monopole national intégré verticalement. Sa politique tarifaire est directement validée par le gouvernement. Le secteur électrique est donc un des vecteurs de la politique économique et sociale menée par le gouvernement. En revanche, en Allemagne, les autorités ont organisé un découpage du territoire en six zones soumises chacune à un quasi-monopole de production et de transport. Les cartels de monopoles sont autorisés, leur contrôle est effectué par les collectivités territoriales, qui en sont également actionnaires.

Les structures politiques et sociales jouent un rôle très important dans la construction des systèmes électriques. L'organisation des marchés s'inscrit donc dans une histoire et une logique qui ne peuvent être réduites à des processus économiques. En un sens, la dérégulation peut être interprétée comme l'expression de la volonté d'un retour à une organisation économique « pure », c'est-à-dire dont le seul objectif soit l'efficacité et donc la maximisation du surplus collectif. Le risque est alors de sous-estimer l'importance des facteurs « non-économiques » dans les processus de restructuration de l'industrie énergétique.

Tableau 1. *Structure initiale des marchés électriques européens*

Pays	Production	Transport	Distribution
<i>Systèmes intégrés à dominante publique</i>			
France	EDF (95%) Autoproducteurs, SNET, CNR	EDF	EDF (95%), régies municipales, SEM
Grèce	Public Power Corporation (PPC)	PPC	PPC
Irlande	Electricity Supply Board	ESB	ESB
Italie	ENEL (78%) Régies municipales, autoproducteurs	ENEL et compagnies municipales	ENEL (95%), régies municipales
<i>Système intégré à dominante privée</i>			
Belgique	Electrabel (94%) SPE, autoproducteurs	CPTE	600 municipalités approvisionnées par 40 distributeurs
<i>Systèmes relativement éclatés</i>			
Allemagne	9 Stés supra-régionales (81%), entrep. régionales et municipales	9 sociétés supra-régionales	Stés supra-régionales 34%, distrib. régionaux (39%) et municipaux (27%)
Autriche	V. G. (50%), entreprises locales, autoproducteurs	Verbund (75%)	9 distrib. provinciaux, 5 municipaux + petits
Danemark	8 producteurs régionaux	ELSAM, ELKRAFT + 2	48 distrib. municipaux, 42 coopératives rurales
Norvège	127 producteurs	Stanett, Statkraft	Plus de 200 distributeurs
Espagne	4 groupes intégrés	Redesa	4 groupes
<i>Systèmes largement dé-intégrés et privatisés</i>			
Finlande	IVO (public), PVO (privé), collectivités locales	Finish Power Grid	125 sociétés de distribution
Grande Bretagne	National Power, British Energy, nucl. public, PowerGen, RECs, producteurs indép.	National Grid (privé)	12 Regional Electricity Companies (REC)
Pays-Bas	4 producteurs	SEP	33 Stés de distribution
Portugal	CPPE (90%), producteurs indépendants	REN	4 Stés régionales, distributeurs locaux
Suède	8 grandes entreprises et 300 petites (publiques ou privées)	Svenska Kraftnät	Vattenfall (15%), 300 distributeurs

Source : Commissariat Général du Plan (2000)

b) Les déterminants du coût de l'électricité

La chaîne de valeur électrique est composée des maillons suivants : production, transmission, distribution et services associés (comptage, contrôle des installations). L'évaluation des contributions de ces maillons est variable selon un certain nombre de critères :

- les techniques de production (combustible utilisé, taille des centrales, effets d'expérience, âge des unités de génération)
- Les caractéristiques du réseau de transport : amortissement des lignes, caractéristiques géomorphologiques du territoire (relief, végétation, répartition géographique de la population, etc.), qualité du dispatching.

- Les caractéristiques des réseaux de distribution : plus la population est concentrée, plus le coût de desserte individuel tend à être bas.
- Techniques de comptage et de contrôle des installations : pour réduire le coût de la facturation, EDF a mis au point un système d'estimation bimestrielle des consommations individuelles, et ne réalise plus que deux relevés par an, à l'occasion desquels elle corrige les imprécisions des évaluations précédentes.
- Les taux d'actualisation et les politiques d'investissement.

Il est donc très délicat de comparer le prix du kWh d'un pays à l'autre, d'une part en raison des caractéristiques propres à chaque territoire, et d'autre part parce que la structure du parc de production est le fruit d'une histoire industrielle fortement influencée par les dotations des différents pays en ressources énergétiques (énergies fossiles, hydraulique). En outre, la segmentation du marché n'est pas toujours la même selon les opérateurs.

La notion même de coût du kWh produit n'a rien d'absolu. Elle dépend notamment des règles comptables propres à chaque pays (systèmes d'amortissement des investissements). Comme le démontrent Epaulard et Gallon (2000) dans leur analyse prospective sur les coûts comparés des cycles combinés à gaz et du nucléaire, les résultats peuvent être très différents selon le taux d'actualisation choisi. Pour un taux de 5%, compte tenu des hypothèses faites sur les prix du gaz, il est rentable de développer des centrales EPR, alors qu'à un taux de 8%, on leur préférera le gaz. Il est donc très important de rappeler qu'un tel taux est défini de manière en partie arbitraire, et qu'il pèse significativement sur l'évaluation du coût du kWh.

L'exemple du Royaume-Uni est très intéressant. Jusqu'aux années quatre-vingt, il était principalement équipé de centrales à charbon. Captant environ 80% de la production, l'électricité était en fait le dernier maillon de la filière industrielle charbonnière. La découverte d'importants gisements de gaz en mer du nord a ensuite rendu possible le basculement vers des centrales à gaz, moins coûteuses, qui s'est traduit par le déclin rapide des extractions de houille dénoncées pour leur manque de compétitivité. De plus, les cycles combinés à gaz ont objectivement été promus moyennant des aides financières. Si la Grande Bretagne n'avait pas bénéficié de ces dotations et n'avait pas eu cette volonté politique, la structure de son parc de centrales aurait probablement été très différente, elle n'est donc pas uniquement le résultat des mécanismes de marché.

En France, la priorité a d'abord été donnée à l'hydraulique en raison d'importantes ressources, notamment dans les Alpes. La forte croissance de la consommation et la faible dotation en énergies fossiles ont poussé au développement d'un programme nucléaire dès les années soixante.

Il est donc difficile de donner une évaluation de la contribution de chaque activité à la formation du prix de l'électricité qui soit valable dans tous les pays. Pour le coût du kWh hors taxes pour le consommateur individuel, la firme Suisse Atel donne la décomposition suivante :

- production : 33%
- transport : 5%

- distribution : 40%
- comptage, contrôle des installations : 15%.

Pour EDF, la répartition moyenne est sensiblement différente. Le prix de l'électricité hors taxes pour les ménages se décompose de la manière suivante : production, 45% ; transport, 11% ; distribution, 33% ; commercialisation, 11%. En France, la fiscalité représente 25% du prix final.

Tableau 2. Prix de l'électricité TTC pour le consommateur final en 1998 (\$/kWh)

	Résidentiel	Industriel
Allemagne	0.159	0.067
Autriche	0.168	0.078
Belgique	0.165	0.052
Danemark	0.213	0.068
Espagne	0.154	0.059
Finlande	0.098	0.050
France	0.129	0.047
Grèce	0.099	0.050
Irlande	0.123	0.059
Italie	0.159	0.095
Luxembourg	0.123	-
Pays-Bas	0.128	0.062
Portugal	0.154	0.094
Royaume-Uni	0.121	0.065

Source : Commission européenne

c) Le cas des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables sont aujourd'hui présentées comme une alternative intéressante aux énergies fossiles et au nucléaire. Elles permettent en effet de réduire la dépendance énergétique et de limiter les émissions de gaz à effet de serre. Mais, en dehors du grand hydraulique, les énergies renouvelables (éolien, solaire, biomasse, petit hydraulique) présentent des coûts de production prohibitifs dans un contexte concurrentiel.

Les énergies renouvelables se sont donc, jusqu'à présent, concentré sur des niches restreintes, comme les chauffe eau solaires pour le photovoltaïque ou l'approvisionnement de zones de consommation isolées. Mais, une volonté politique est aujourd'hui indispensable pour un développement à grande échelle des ENR. Les pouvoirs publics européens prennent progressivement conscience de l'intérêt de la promotion des ENR. L'Union européenne a mis en place le programme Altener qui vise à promouvoir l'utilisation des énergies renouvelables en Europe, avec l'objectif de couvrir 12% de la consommation intérieure brute d'énergie en 2010¹. La dernière version du programme, mise en œuvre en 2000, il dispose d'une enveloppe

¹ Ce seuil a été défini par la directive relative à la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergies renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité adoptée en septembre 2001.

budgétaire de 77 millions d'euros visant à soutenir des études, des actions pilotes, des missions d'information et d'éducation, etc. De leur côté, les Etats membres mettent en place des mécanismes de promotion des ENR par des systèmes de subventions/taxation, ou en définissant des tarifs d'achat de l'électricité verte, comme c'est le cas en France pour le grand éolien. Globalement, il faut mettre en place des systèmes qui redressent les inégalités de coûts entre « énergies propres » et « énergies polluantes », dans l'intérêt de la collectivité.

Le recours au « marché » est également possible pour encourager le développement des énergies renouvelables et inciter à l'efficacité énergétique. Les « certificats verts » échangeables sont une solution qui permet de valoriser économiquement les efforts des entreprises. Les Pays Bas ont ainsi choisi de stimuler la compétition entre substituts grâce à ce type de mécanisme, et comptent sur les consommateurs pour faire le choix de la protection de l'environnement. Les Danois sont également favorables à un marché de certificats verts et à la définition de quotas d'ENR imposés.

Les ENR recouvrent plusieurs réalités très différentes avec d'une part les solutions centralisées de grande taille, comme le grand hydroélectrique et les parcs d'éoliennes, et les solutions décentralisées. Le potentiel du grand hydroélectrique est aujourd'hui relativement réduit en Europe, les sites les plus intéressants étant déjà équipés pour la plupart. Le grand éolien fait l'objet de politiques actives qui conduisent à la création de nouveaux sites de production dans la plupart des Etats membres de l'UE.

Les solutions décentralisées sont généralement le fruit d'une initiative individuelle (particuliers, entreprises). Le photovoltaïque vient en général en complément des d'une connexion au réseau électrique pour le chauffage de l'eau par exemple. Le potentiel du sud de l'Europe est très important, et encore insuffisamment exploité. Mais l'énergie solaire est encore pénalisée par des processus industriels immatures : la croissance du marché devrait permettre des baisses de coût par le passage à une production de panneaux solaires à grande échelle.

Tableau 3. Les coûts d'investissement pour les énergies renouvelables

	Coût unitaire en 1997
Eolienne	1000 €/kW
Hydroélectrique	1200 €/kW
Photovoltaïque	5000 €/kW
Géothermique	2500 €/kW

Source : Commission européenne (1997)

L'inconvénient majeur des énergies renouvelables est d'être très dépendantes de facteurs climatiques très aléatoires. Par exemple, en réduisant les disponibilités hydroélectriques, la sécheresse a provoqué une crise majeure au Brésil en 2001, elle a alimentée la crise de l'électricité en Californie, et menace aujourd'hui le système électrique espagnol. La production des fermes éoliennes est également très imprévisible, ce qui pose des problèmes techniques complexes pour les gestionnaires de réseau, qui doivent être capable de pallier une défaillance à tout instant. De

même, le photovoltaïque dépend de l'ensoleillement. Seules la géothermie et la biomasse échappent aux aléas climatiques de court terme.

2. La chaîne de valeur du gaz naturel

a) Le développement de l'industrie gazière en Europe

Introduit aux Etats-Unis dès la fin du 19^{ème} siècle, le gaz n'a fait son apparition sur les marchés européens qu'après la deuxième guerre mondiale. Compte tenu des contraintes existant sur le transport et la distribution, l'implantation du gaz naturel s'est d'abord faite sur une base régionale, à proximité des champs de production. C'est donc la découverte de gisements qui a conditionné l'augmentation de la demande. Progressivement les réseaux se sont étendus, puis interconnectés, permettant le développement des échanges intra communautaires, puis les importations en provenance d'Algérie, de Russie et de mer du nord. Les pays qui consomment le plus sont généralement d'importants producteurs : le gaz occupe près de 50% du bilan énergétique des Pays-Bas, qualifié de « poumon gazier d'Europe », contre 13% en France et environ 7% en Espagne, qui importent la quasi totalité du gaz consommé. Le monopole était la structure de marché dominante car lui seul permettait de mobiliser les moyens nécessaires à la construction des infrastructures, et le risque financier était tel qu'il fallait garantir aux opérateurs l'exclusivité des débouchés.

Tableau 4. Le gaz naturel en Europe en 2001

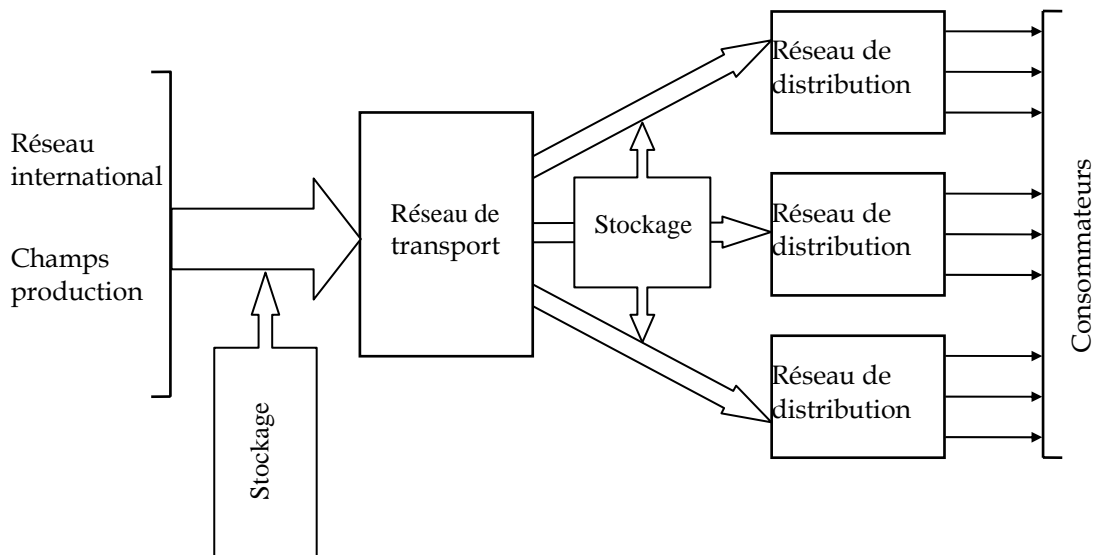
	Réserves (Gm3)	Production (Gm3)	Importations (Gm3)	Consommation (Gm3)	Pénétration du gaz (%)
Allemagne	254	21,4	78,2	95,4	21,8
Autriche	26	2,0	6,44	8,4	23,1
Belgique	0	0	15,6	15,6	22,4
Danemark	141	5,4	0	5,3	23,2
Espagne	0	0	15,2	19,3	12,8
Finlande	0	0	4,5	4,5	10,9
France	10	1,9	41,6	42,7	14,0
Grèce	1	0,1	2,0	2,0	5,9
Irlande	35	0,8	3,5	4,3	23,6
Italie	185	14,6	54,8	69,4	33,8
Luxembourg	0	0	0,9	0,9	19,6
Pays-Bas	1616	72,3	11,3	41,4	45,5
Royaume-Uni	1111	105,9	2,7	92,9	37,3
Suède	0	0	0,9	0,9	1,6
Union européenne	3149	228,8	224,5	391	23,8

Sources : CEDIGAZ, AIE

La chaîne de valeur du gaz est constituée de cinq maillons : la production, le transport, le stockage, la distribution et les services (comptage, facturation, assistance à l'utilisateur et contrôle des installations). Généralement, la représentation est simplifiée, réduite à production (ou prix entrée de réseau), transport et distribution. Le stockage est alors inclut dans le transport, et les services sont regroupés dans la distribution. Comme pour l'électricité, les comparaisons internationales sont

déliçates, car les coûts dépendent en grande partie de facteurs exogènes comme le relief, la densité de population, l'existence de ressources gazières domestiques, la répartition de la demande (plus le chauffage est un débouché important, plus la demande est variable). Ils dépendent également des règles comptables et fiscales appliquées dans chaque pays.

Figure 2. La chaîne gazière



De plus, comme le gaz n'a pas de marché captif, son développement a reposé sur sa compétitivité par rapport au pétrole. Les contrats d'approvisionnement conclus entre producteurs en amont et importateurs et distributeurs en aval comportent des clauses d'indexation sur un panier de combustibles concurrents, principalement des hydrocarbures. Il y a donc une déconnexion entre les coûts de production effectifs et les prix auxquels sont importées les quantités de gaz. En outre, le prix à l'importation tient compte des coûts de transport : les contrats de long terme conclus entre les producteurs et les importateurs européens sont « net back », c'est-à-dire qu'ils garantissent la compétitivité du gaz en entrée de réseau. Le prix du gaz est donc adapté en fonction de l'importance des coûts de transit. En contrepartie, les contrats comprennent des clauses de destinations qui interdisent aux importateurs de réexporter les volumes importés.

b) Amont : production et importation

Production

La production est généralement confiée à des sociétés privées de grandes tailles : au Royaume-Uni, cinq sociétés en assurent près de 60% ; aux Pays-Bas, la NAM – joint-venture réunissant Shell et Esso – réalise 80% de la production ; trois entreprises se partagent 90% des extractions en Allemagne. En France, en Italie et au Danemark, la production est dominée par des sociétés nationales ou appartenant, au moins en partie, à l'Etat. Cependant, la plupart des pays européens sont importateurs nets. Les pays fournisseurs sont les Pays-Bas, la Norvège, la Russie et l'Algérie. Les acheteurs

s'adressent donc en priorité à quatre grandes compagnies dominantes : Gasunie, GFU, Gazexport et la Sonatrach.

Comme c'est le cas pour le pétrole, les coûts de production du gaz naturel sont très variables d'un gisement à l'autre. Ils dépendent d'un certain nombre de facteurs techniques liés aux conditions naturelles de production : les gisements offshore sont plus chers, les taux de récupération et la profondeur des puits sont variables, le pouvoir calorifique du gaz est plus ou moins élevé. Ainsi, de 0,08\$/MBtu pour un important gisement à terre, le coût de production peut atteindre 3,25\$/MBtu pour un petit gisement offshore.

Importation et transport international

Les réseaux nationaux sont interconnectés, ce qui donne tout son sens à la notion de marché gazier européen. Il est possible de distinguer trois grands axes de transport :

- **axe nord-sud**, des gisements norvégiens et néerlandais vers les pays consommateurs ;
- **axe sud-nord**, par lequel arrivent les importations en provenance d'Algérie ;
- **couloir est-ouest** reliant les champs de production russes à l'Europe occidentale via les pays d'Europe centrale.

Tableau 5. Les principales canalisations internationales en Europe

Nom	Liaison	Capacité
Norfra	Norvège - France (Dunkerque)	14 Gm ³ /an
Frigg Pipe	Norvège - Royaume-Uni (St Fergus)	6,6 Gm ³ /an
Norpipe	Norvège - Allemagne (Emden)	18 Gm ³ /an
Europipe 1	Norvège - Allemagne (Emden)	13 Gm ³ /an
Europipe 2	Norvège - Allemagne (Emden)	21 Gm ³ /an
Zeepipe	Norvège - Belgique (Zeebrugge)	12 Gm ³ /an
Segeo	Norvège - France (via Belgique)	8 Gm ³ /an
Transmed	Algérie - Italie (via Tunisie)	24 Gm ³ /an
Maghreb-Europe	Algérie - Espagne et Portugal (via Maroc)	8,5 Gm ³ /an
SETG	Pays-Bas - Allemagne	20 Gm ³ /an
TENP	Pays-Bas - Italie (via Suisse)	7 Gm ³ /an
Transitgas	Pays-Bas - Italie (via Suisse)	7 Gm ³ /an
Poppel-Blaregnies	Pays-Bas - Belgique, France	12,7 Gm ³ /an
Transgas	Russie - Autriche, Allemagne	75 Gm ³ /an
MEGAL	Russie - Allemagne, France (via Transgas)	22 Gm ³ /an
TAG	Russie - Italie (via Transgas)	17 Gm ³ /an
MIDAL	Mer du Nord - Allemagne	7 Gm ³ /an
STEGAL	Russie - Allemagne	8 Gm ³ /an
Interconnector	Royaume-Uni - Belgique (Zeebrugge)	20 Gm ³ /an

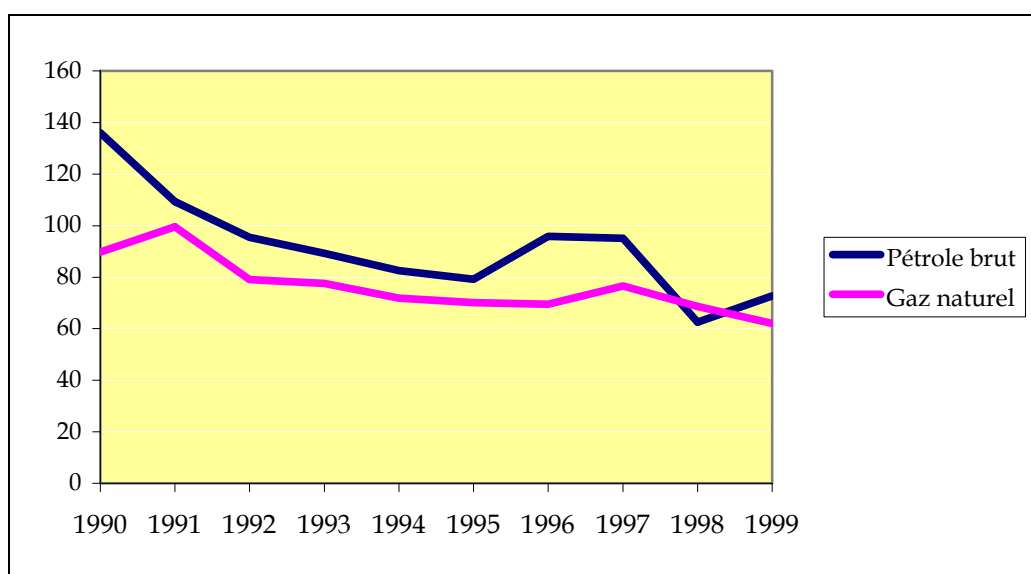
Les capacités de transport du réseau international, qui appartient conjointement aux principaux importateurs, ont considérablement augmenté ces dernières années. Le Royaume-Uni est désormais relié au continent via l'Interconnector, et la capacité d'exportation de l'Algérie se trouve augmentée d'une part par le renforcement du Transmed qui la relie à l'Italie, et d'autre part par la mise en service de la canalisation

Maghreb-Europe via le détroit de Gibraltar. Dans le même temps, une nouvelle conduite reliant la Sibérie à l'Allemagne a été posée, et la Norvège augmente ses capacités de livraison par la construction du Norfra qui relie ses champs de production off shore à Dunkerque. La construction de nouveaux terminaux d'importation de GNL est également à l'ordre du jour.

A la veille de la dérégulation, le marché gazier européen était caractérisé par une grande stabilité des relations entre opérateurs complémentaires (producteur, importateurs, transporteurs et distributeurs). Les contrats d'importation étaient conclus à long terme, pour des durées de vingt ans en moyenne. Ce système, qui organisait la répartition de la rente gazière entre les différents acteurs, a permis à la fois le développement de la production en amont, en garantissant des débouchés aux producteurs, et la mise en place des réseaux en aval, notamment grâce aux clauses suivantes :

- *Clauses « take or pay »* : les importateurs s'engagent sur des quantités fermes qu'ils paieront quels que soient leurs débouchés en aval, ce qui garantit des revenus au producteur.
- *Clauses « net back »* : elles garantissent la compétitivité du gaz en aval par indexation du prix d'importation sur le prix des énergies concurrentes (produits pétroliers, charbon, électricité). En Europe, le prix du gaz appliqué dans les contrats internationaux est lié à celui d'un panier de bruts ou de produits pétroliers importés. On observe un décalage de trois à quatre mois entre les fluctuations des prix respectifs du pétrole et du gaz (Figure 1).
- *Clauses de flexibilité* : elles permettent à l'importateur de moduler ses enlèvements en fonction du niveau de la demande finale, à la fois saisonnière et annuelle (la fourchette annuelle est généralement de 80% à 110% de la quantité contractée), de renégocier périodiquement les engagements.
- *Clauses de destination* : elles interdisent aux pays importateurs de réexporter le gaz importé. Ces clauses visent à garantir la confidentialité des négociations d'une part, et à rendre possible les écarts de prix importants selon les compagnies importatrices d'autre part.

En 2000, les échanges internationaux de gaz naturel au sein de l'Europe occidentale ont été de 103,9 Gm³, pour une consommation totale de 431,4 Gm³. Les importations extérieures (principalement depuis la Russie et l'Algérie) ont été de 152,7 Gm³ (CEDIGAZ, 2001). En conséquence, plus de 60% du gaz consommé en Europe a fait l'objet de transactions internationales. Les importations de l'Union européenne sont en constante augmentation. Elles ont progressé de 53% de 1990 à 1999, pour une augmentation de la consommation de 46%, maintenant la dépendance vis-à-vis des producteurs extérieurs à environ 40%, dépendance qui devrait s'accroître dans les années à venir compte tenu des prévisions de croissance de la demande européenne.

Figure 3 Prix comparé des importations de gaz et de pétrole en Europe (€90/tep)


source : Union européenne

Tableau 6. Prix du gaz à l'importation en 1999 (\$/MBtu)

	Pipeline	GNL
Allemagne	1,86	-
Belgique	2,06	2,08
Espagne	1,63	1,99
Finlande	2,02	-
France	1,87	1,94
Irlande	2,14	-
Italie	nd	2,18
Pays Bas	1,99	-
Union Européenne	1,88	2,00

Source : AIE

c) La chaîne gazière aval

La plupart des réseaux nationaux sont aujourd'hui arrivés à maturité. C'est-à-dire que, compte tenu de la demande actuelle et de sa croissance anticipée à moyen terme, le niveau d'équipement du marché en infrastructures de transport, distribution et stockage est satisfaisant. Au nord de l'Europe, en France et en Italie, la quasi-totalité des zones commercialement intéressantes sont desservies. En revanche, les réseaux espagnol, irlandais et surtout portugais et grec, sont beaucoup moins avancés, ce qui s'explique par l'absence de gisement domestique, et un relatif « retard » économique initial par rapport à leurs partenaires.

Une majorité de pays en Europe a confié le développement initial de son réseau domestique à une ou plusieurs sociétés, souvent publiques, bénéficiant de monopoles nationaux ou régionaux dans leur secteur d'activité. L'organisation dominante en Europe veut que l'on confie les importations, les exportations et le transport à un monopole public, la distribution étant assurée par des compagnies locales ou municipales, voire par la firme chargée du transport (c'est le cas en Belgique, au Danemark, en Espagne, en Grèce, en Irlande, en Italie, au Luxembourg,

aux Pays-Bas, au Portugal). Bien que Gaz de France ne dispose d'un monopole légal que sur les importations et les exportations, la position française se rapproche de ce modèle : GDF gère 88 % du réseau de transport et assure 95 % de la distribution, les 5 % restant étant assurés par 22 compagnies municipales.

Seule l'Allemagne, où l'Etat n'est jamais intervenu en tant qu'opérateur, échappe totalement à ce schéma : le développement du réseau repose sur des compagnies privées qui détiennent des monopoles locaux ou régionaux de fait sur le transport, et sur les municipalités pour la distribution. Légalement, l'accès au marché est donc libre, mais le transport et la distribution restent placés sous contrôle des pouvoirs publics. Près de 30 sociétés sont présentes, dont certaines sont à la fois producteur et transporteur. Le marché allemand est cependant dominé par une compagnie, Ruhrgas, qui détient 70% de parts de marché sur le transport.

Tableau 7 Organisation initiale des principaux marchés gaziers en Europe

	Production	Import/export	Transport	Distribution
Allemagne	Nombreux producteurs	Monopole de fait RUHRGAS	Nombreuses compagnies	Compagnies municipales
Belgique	-	Monopole de fait DISTRIGAZ	Monopole DISTRIGAZ	Compagnies locales
Espagne	Repsol	Monopole de fait REPSOL	Monopole ENAGAS	ENAGAS, Gas Natural et autres
France	Elf Aquitaine	Monopole d'Etat de GDF	Quasi monopole de GDF	Quasi monopole de GDF
Italie	Agip	Monopole de fait SNAM	Quasi monopole SNAM	Compagnies locales, Italgas
Pays-Bas	Nombreux producteurs	Monopole de fait GASUNIE	Quasi monopole GASUNIE	Compagnies municipales
Royaume-Uni	Ouvert à la compétition	Ouvert à la compétition	Monopole + ATR British Gas	Ouvert à la compétition

Source : B. Esnault (2000)

La Grande Bretagne présente la particularité d'avoir déréglementé son marché gazier dès 1986 en privatisant British Gas (BG) qui était la seule compagnie gazière publique d'Europe intégrée bénéficiant d'un monopole de la production à la distribution, et même à la commercialisation de matériels. Aujourd'hui encore, BG conserve une position dominante sur le marché britannique, notamment sur le transport où il conserve le monopole, avec obligation de transporter pour le compte de tiers. Les autres maillons sont ouverts à la compétition.

d) Prix du gaz en Europe

Comme pour l'électricité, il est très délicat de comparer les coûts du gaz dans différents pays compte tenu de l'importance des caractéristiques géomorphologiques des territoires et de la répartition de la population. En effet, le coût d'une canalisation peut varier de un à dix selon le terrain traversé. Il est donc important de savoir comment les statistiques sont construites, et en particulier de connaître les taux d'actualisation, l'impact des règles comptables, de la fiscalité ou encore les différences de statuts des employés. Il faut également tenir compte des missions

d'aménagement du territoire assignées aux fournisseurs de gaz, ou des subventions croisées susceptibles d'alourdir les coûts globaux.

Tableau 8. Prix du gaz pour les consommateurs finaux en Europe en 2001 (€/MWh)

	Résidentiel		Industrie	
	Hors taxes	TTC	Hors taxes	TTC
Allemagne	34,7	44,2	27,7	34,6
Autriche	31,6	42,6	15,9	23,8
Belgique	34,0	42,6	19,9	24,1
Danemark	nd	nd	21,6	29,7
Espagne	39,8	46,2	19,5	22,6
Finlande	nd	nd	20,0	26,4
France	30,4	35,7	20,8	25,5
Irlande	26,2	29,5	16,7	18,8
Italie	41,1	69,5	23,0	27,2
Luxembourg	27,5	29,1	23,8	25,3
Pays-Bas	22,7	38,0	19,4	26,3
Portugal	nd	nd	33,2	34,8
Royaume-Uni	23,3	24,4	13,6	16,0
Suède	32,9	58,0	28,5	39,7
Union Européenne	31,3	41,8	21,7	26,8

Source : Observatoire de l'Énergie d'après Eurostat

Les prix pour le consommateur final sont les plus bas dans les pays producteurs (Royaume-Uni, Pays Bas), ce qui s'explique notamment par des coûts de transport moins élevés que pour les pays importateurs. Les disparités géographiques tiennent donc au degré de dépendance vis-à-vis des importations, et aux contraintes techniques qui pèsent sur les approvisionnements. Par exemple, l'Italie est défavorisée par sa localisation (péninsule isolée du nord de l'Europe par les Alpes), ce qui est une des explications aux niveaux de prix élevés. En France, les tarifs relativement bas pour un pays importateur proviennent de la capacité de Gaz de France à passer des contrats avec les producteurs, mais également d'une volonté politique de faire du gaz naturel une énergie de substitution aux hydrocarbures. Les prix pour le consommateur final sont en effet contrôlés par le ministère de l'industrie.

3. Le processus de libéralisation

Initialement, les différentes activités composant les filières pétrolières, électriques ou gazières étaient soit intégrées verticalement, soit faisaient l'objet de relations de long terme entre firmes complémentaires. Les rentes étaient partagées par contrat entre les différents acteurs, comme c'est le cas pour les importations de gaz naturel en Europe, assortis de clauses *take or pay* et *net back*² ; la pression concurrentielle était faible³. En aval, les marchés étaient généralement sous étroit contrôle des Etats, voire

² Les clauses *take or pay* contraignent les importateurs à payer des quantités établies par contrat quels que soient leurs besoins, et les clauses *net back* leur garantissent la compétitivité du gaz par une indexation des cours sur le prix des énergies concurrentes (principalement les hydrocarbures)..

³ Elle existait principalement entre produits substituables, comme le gaz et le fioul par exemple.

confiés à des monopoles, souvent publics, chargés d'organiser le développement des infrastructures d'approvisionnement. Cette organisation s'inscrivait dans une logique d'aménagement des territoires et de soutien de la croissance économique en proposant une énergie abondante et bon marché aux usagers. En effet, les investissements à consentir pour la construction des réseaux électriques et gaziers étaient considérables. La centralisation permettait de mieux coordonner les efforts consentis et d'exploiter plus efficacement les réseaux d'énergie, dont est reconnu le caractère de monopole naturel⁴.

a) *La critique libérale des structures initiales*

Marquant l'avènement des thèses libérales, la critique des monopoles sur laquelle repose la dérégulation des marchés électriques et gaziers est avant tout d'inspiration néoclassique. Dans ce cadre, la concurrence parfaite est la référence. Comme le précise Guerrien (2000), les équilibres de concurrence parfaite constituent des « affectations de ressources souhaitables, une norme vers laquelle il faut tendre ». Ce principe s'accompagne d'une conception opportuniste du monopole. Son existence ainsi que tous les processus d'intégration horizontale et verticale qui ont concouru à son apparition suggéreraient que des groupes bien organisés ont réussi à s'approprier des rentes au détriment des consommateurs, notamment par le contrôle de l'information (Newbery, 1997)⁵. Agent maximisateur, le monopole a donc une tendance naturelle à abuser de son pouvoir de marché.

Les subventions croisées sont le deuxième grand reproche adressé aux monopoles. Lorsqu'ils sont multi-produits, ou que certains des marchés qu'ils satisfont sont soumis à une concurrence intermodale – par exemple entre l'électricité et les hydrocarbures pour le chauffage – il aurait tendance à gonfler les prix sur les segments captifs pour gagner en compétitivité sur les segments soumis à compétition. Les subventions croisées peuvent également aller des usagers les plus rentables vers les plus chers à approvisionner, notamment pour satisfaire des missions de service public (universalité de l'approvisionnement, péréquation tarifaire). La conséquence directe est que le signal prix n'est pas crédible pour le consommateur, ce qui tend à éloigner l'équilibre de l'optimum collectif au sens de la maximisation du surplus.

Les monopoles sont enfin caractérisés par des inefficacités de gestion. Ils manquent de dynamisme managérial, ne cherchant pas suffisamment à améliorer leur compétitivité, faisant preuve d'une insuffisance d'innovation et d'une tendance au sur-investissement. C'est principalement le manque d'incitations qui est ici en cause, l'absence de concurrence prive l'entreprise d'un aiguillon qui la pousserait à progresser. Les thèses libérales estiment que ces défauts sont amplifiés par la structure publique du capital : les entreprises publiques sont présentées comme

⁴ Les facteurs techniques (rendements croissants sur le transport, économies en coûts de coordination) tendent à montrer qu'une seule firme est plus efficace que plusieurs mises en concurrence pour la gestion des réseaux électriques et gaziers.

⁵ Newbery reconnaît cependant que l'intégration est un moyen efficace de protéger les activités les plus vulnérables de l'appropriation des rentes par certains dans le cadre d'interdépendances verticales. En outre, la protection du marché et la propriété publique du capital permettent de réduire les risques, et donc de diminuer les coûts financiers des investissements.

victimes de groupes d'influence internes (principalement les syndicats) qui entretiennent le sur-effectif. En outre, on reproche aux gouvernements de perturber les stratégies des firmes qu'ils contrôlent en leur assignant des fonctions politiques et sociales au service d'objectifs électoraux.

Ces critiques doivent évidemment être nuancées. En effet, les inefficacités de gestion ne sont pas l'apanage des entreprises publiques, en témoignent les difficultés que connaissent un certain nombre de groupes industriels de grande taille dans le monde, en particulier dans le secteur des télécommunications et de l'énergie, dont il apparaît qu'un certain nombre de décisions relèvent davantage de l'opportunisme à court terme que de la rationalité. De plus, les monopoles publics ont l'avantage de la stabilité, leur mode de tarification est connu et prévisible, la mise en œuvre des missions de service public est plus simple, notamment lorsqu'elle implique des transferts financiers entre catégories de consommateurs. Le débat porte en réalité davantage sur le statut des biens énergétiques : doivent-ils être porteurs d'égalité entre usagers, de missions d'ordre « social » ou doivent-ils au contraire n'être considérés que comme des biens de consommation banals, pour lesquels la règle de l'adéquation entre prix et coût doit être respectée ? Une approche collective fait face à une approche individualiste.

b) Quelle dérégulation ?

La solution apportée aux problèmes soulevés par la critique libérale des monopoles est l'introduction de la concurrence partout où cela est possible. Le principe est donc d'identifier les activités potentiellement concurrentielles pour les libéraliser. Seuls les monopoles naturels doivent rester protégés. Comme l'enseigne la théorie, les réseaux sont des objets technico-économiques complexes caractérisés par une structure en « couches » : les infrastructures, les services de contrôle-commande et les services finaux aux consommateurs (Curien, 2000). Les infrastructures sont des monopoles naturels en raison de leurs caractéristiques techniques (rendements croissants, caractère non duplicable, etc.). Le principe de la dérégulation est donc d'introduire la concurrence sur l'ensemble des activités qui échappent au monopole naturel, c'est-à-dire la production ou l'importation d'électricité et de gaz, la commercialisation et les services aux consommateurs. Cela passe donc par le morcellement des chaînes de valeur, par la séparation comptable, voire juridique, des différents maillons initialement intégrés : l'*unbundling*.

Pour D. Newbery, la privatisation est la suite logique de l'introduction de la concurrence. Il estime en effet que la compétition est difficile à mettre en œuvre au sein du secteur public, il existe donc une complémentarité naturelle entre dérégulation et privatisation (D. Newbery, 1997). Mais le débat n'est pas clos car, s'il est reconnu que l'efficacité productive de la firme privée est plus élevée, l'entreprise publique permet d'atteindre une meilleure efficacité allocative, au sens de l'équité entre usagers. La théorie des droits de propriété cherche à démontrer formellement la supériorité de la propriété privée sur toutes les formes de propriété collectives (Coriat et Weinstein, 1995). Elle soutient que, privant les gestionnaires du système incitatif de la firme privée, la firme publique est structurellement inefficace. Plus nuancé, D. Newbery (2000) présente la privatisation comme une nécessité car il considère la régulation comme inefficace par essence en raison des asymétries

d'information d'une part, et de l'inefficacité des négociations entre groupes d'intérêts autour de la captation des rentes d'autre part. C'est pourquoi seuls les monopoles naturels doivent être soumis à régulation, les activités concurrentielles n'ayant aucune raison de rester dans la sphère publique.

On pourrait opposer à cet argument le fait que la libéralisation n'est possible qu'avec la mise en place d'une réglementation généralement beaucoup plus complexe que pour les monopoles publics. Le problème des asymétries d'information n'est donc résolu que si les segments ouverts à concurrence sont disciplinés par la seule compétition (auto-régulation du marché). Dans le cas contraire, il n'y a aucune raison que d'une part la réglementation soit rendue efficace par la seule reconfiguration des marchés, et que d'autre part les asymétries d'information entre le régulateur et les entreprises privées soient moins importantes qu'entre l'Etat et les entreprises publiques. La faillite d'Enron tendrait même à prouver le contraire.

c) *L'unbundling*

Dans la plupart des pays d'Europe, avant ouverture à la concurrence, les marchés électriques et gaziers étaient gérés par des monopoles, les relations entre activités reliées verticalement étaient stables (intégration verticale, contrats de long terme). Ces structures initiales s'expliquent par des causes historiques et économiques :

- origines culturelles et historiques : principe d'équité entre consommateur, de biens essentiels, la forte croissance des marchés permise par une structure public du capital à l'issue de la seconde Guerre mondiale.
- La théorie du monopole naturel, qui explique pourquoi la gestion centralisée des réseaux est la plus efficace : une entreprise est plus performante que plusieurs mises en concurrence quand les fonctions de coût sont sous-additives, comme c'est le cas pour le transport et la distribution de gaz et d'électricité.
- L'économie des coûts de transaction montre que, compte tenu du besoin de coordination des activités complémentaires et de la spécificité des investissements, l'intégration (ou la quasi-intégration) verticale améliore l'efficacité des chaînes électriques et gazières.

Les théories développées en économie des réseaux sont basées sur la séparabilité des activités reliées verticalement. Comme l'écrit Curien (2000), les économistes s'intéressent aux réseaux sous leurs aspects transactionnels, laissant aux ingénieurs le soin de régler les questions d'ordre technique. La principale justification théorique de *l'unbundling* repose donc sur le fait que les problèmes techniques sont supposés être résolus par les ingénieurs. La concurrence doit alors être introduite sur l'ensemble des marchés ainsi créés, à l'exception toutefois des monopoles naturels, en raison de l'inefficacité inscrite dans les monopoles (D. Newbery, 1997). C'est pourquoi la dérégulation repose sur l'ouverture à la concurrence de la production et des services, tout en conservant une gestion centralisée des infrastructures, avec pour objectif de combiner les bénéfices de la compétition et les économies permises par une gestion monopolistique des réseaux.

Autre grand thème de la libéralisation, l'amélioration de la transparence : l'intégration verticale est considérée comme un moyen pour les entreprises d'augmenter les asymétries d'information afin de faciliter la captation de rentes. Comme l'écrit D. Newbery (1997), l'intégration verticale accroît la capacité des entreprises à contrôler l'information afin de défendre leurs propres intérêts. Il ajoute que les intégrations verticales et horizontales montrent que des groupes bien organisés ont réussi à capter des rentes au détriment des consommateurs. L'*unbundling* apparaît donc comme nécessaire pour éliminer les manipulations de prix de la part des entreprises en place.

Mais, quel est l'impact réel de cette désintégration verticale des chaînes de valeur électriques et gazières ? Comme le montre F. Barale (2000), cette séparation d'activités complémentaires n'est ni neutre, ni évidente en raison des liens très étroits qui existent entre elles, comme c'est le cas par exemple entre la production et le transport d'électricité. La « nouvelle économie des réseaux » a tendance à sous-estimer les contraintes techniques, négligeant les arguments développés par la théorie des coûts de transaction. O. E. Williamson (1989) montre en effet que les firmes internalisent les transactions quand celles-ci sont très fréquentes, et quand les actifs utilisés sont spécifiques à ces transactions. Le principe de l'*unbundling* suppose donc que les infrastructures de réseau ne sont plus spécifiques une fois qu'elles sont arrivées à maturité⁶ (ce qui est le cas des réseaux électriques et gaziers dans les pays industrialisés). Les réseaux sont alors considérés comme des biens publics utilisés par les acteurs pour leurs transactions commerciales.

Sur les marchés électriques, le transporteur a pourtant un rôle central qui va au delà d'un simple service de mise à disposition des infrastructures. C'est principalement de lui que dépend la qualité des services proposés aux consommateurs. C'est lui qui est responsable de la continuité de l'offre, qui gère la tension, l'intensité et la fréquence du courant. Sa capacité à gérer les congestions et à coordonner production, transport et distribution est déterminante, à la fois à court terme et à long terme, pour la prise de décision d'investissement. Avec l'*unbundling*, le management centralisé traditionnel des différents maillons de la chaîne de valeur est abandonné. Sur les réseaux électriques et gaziers, la coordination devient principalement un problème de transmission de l'information : l'opérateur de réseau doit connaître en temps réel la disponibilité des centrales électriques ou des champs de production de gaz naturel et des stockages souterrains, il doit pouvoir envoyer des ordres aux producteurs et mesurer les flux circulant sur les infrastructures. Avant la dérégulation, l'ensemble de ces données était centralisé naturellement. Désormais, le transporteur ne reçoit que les informations données par les tiers (caractéristiques techniques, maintenance, plans de production, etc.), et doit contrôler que les flux effectifs correspondent à ceux déclarés. En conséquence, alors que la réduction des asymétries d'information « externes » qui caractérisaient l'ancien système (entre les offreurs et les consommateurs) n'est pas garantie, viennent

⁶ On dit des infrastructures qu'elles sont arrivées à maturité lorsque les besoins en investissement sont faibles, c'est-à-dire lorsque les marchés sont équipés avec un taux de couverture satisfaisant. Cette notion de maturité est évidemment relative, et repose sur des critères de taux de desserte de la population, sur des critères financiers (infrastructures amorties), etc.

s'ajouter des asymétries « internes », au sein de la chaîne de valeur, entre opérateurs interdépendants engagés dans une lutte verticale pour la captation des rentes.

L'information devient donc une ressource stratégique pour deux raisons. D'une part de nouveaux liens informationnels doivent être tissés entre les différentes parties des chaînes techniques afin de garantir le fonctionnement du système. D'autre part l'information peut être utilisée pour l'exercice de pouvoirs de marchés verticaux dont peuvent être victimes soit les gestionnaires de réseau, qui ont besoin d'informations techniques concernant les tiers intervenant sur les infrastructures, soit les offreurs, qui doivent pouvoir évaluer si le transport est correctement facturé.

d) La dérégulation des énergies de réseau en Europe

La libéralisation des marchés énergétiques répond à une logique fondée sur les vertus de la concurrence. Dans un contexte de plus en plus concurrentiel, et au regard des inefficacités observées ou présumées des stratégies de opérateurs en place, la dérégulation s'est imposée comme le moyen d'améliorer le bien-être collectif par une baisse du prix des biens énergétiques.

La réforme mise en place dans l'Union européenne s'inscrit dans l'application de la politique de concurrence aux biens énergétiques (initialement exclus de la construction du marché unique). Dès le Traité de Rome (1958), la construction de la Communauté Economique Européenne avait pour vocation « l'établissement d'un régime assurant que la concurrence n'est pas faussée par le marché commun » (article 3), c'est-à-dire le maintien d'une concurrence effective institutionnellement protégée. L'enchaînement vertueux de la concurrence doit être le suivant : la disparition des cloisonnements entre marchés nationaux conduit à une intensification de la concurrence, d'où une baisse des prix avec alignement sur ceux des producteurs les plus compétitifs, ce qui doit conduire à des restructurations génératrices d'économies d'échelle et de réduction des coûts.

Elle s'inscrit donc clairement dans la remise en cause des systèmes nationaux, poursuivant souvent des objectifs sociaux (équité, aménagement du territoire, service public ou emploi) au nom de la compétition internationale. L'ouverture à la concurrence doit mécaniquement conduire à une baisse des prix et à une amélioration de la qualité des approvisionnements, mais les mécanismes par lesquels ces évolutions seront obtenues ne sont pas véritablement analysés.

Le processus, initié à la fin des années quatre-vingt, s'est traduit par l'adoption des directives 96/92/CE pour l'électricité, fin 1996, et 98/30/CE pour le gaz en juin 1998. Elles mettent en place la séparation comptable des activités de production et importation, transport, distribution et stockage pour le gaz. La concurrence est introduite au niveau de l'offre moyennant l'accès des tiers au réseau, réseau dont la gestion peut rester confiée aux opérateurs historiques. Cette ouverture est progressive avec la désignation de consommateurs éligibles (autorisés à choisir leur fournisseur), les seuils d'éligibilité étant abaissés régulièrement. Le souhait ultime de la Commission de Bruxelles est d'ouvrir la demande en totalité.

Les seuils d'ouverture définis dans les directives européennes sont les suivants. Pour l'électricité, au moins 20% des marchés devaient être ouverts en février 1999, puis 28% en 2000 et enfin 33% en 2003. Pour le gaz, ces mêmes seuils devaient être

atteints respectivement en 2000, 2003 et 2008. Les Etats membres restent cependant libres d'aller au delà des prescriptions européennes. Les derniers projets de directive actuellement en discussion ont pour objectif d'accélérer l'ouverture des marchés. La libéralisation totale des marchés électriques et gaziers est désormais envisagée à l'horizon 2005. Les nouveaux textes insistent également sur la nécessité d'améliorer l'interconnexion des réseaux nationaux pour achever le marché intérieur de l'énergie, intensifier la concurrence et améliorer la sécurité d'approvisionnement. Ils insistent également sur la nécessaire indépendance du gestionnaire de réseau, et privilégient l'accès au réseau réglementé par rapport à l'accès négocié, jugé trop opaque.

Ainsi, plutôt que d'attendre que les premières directives soient effectivement mises en œuvre dans l'ensemble de l'Union européenne, et que des premiers enseignements en soient tirés, la Commission souhaite exacerber le volontarisme des Etats membres en durcissant les textes. Or, l'état effectif de l'ouverture des marchés en Europe montre que les effets d'annonce des gouvernements, qui présentent des taux d'ouverture officiels élevés, sont compensés par des réglementations techniques ou juridiques destinées à favoriser les « champions nationaux ». La liberté laissée aux Etats pour la définition des règles d'accès aux réseaux, de service public ou de normes techniques font que l'on est encore très loin d'une harmonisation des réglementations nationales.

4. L'ouverture à la concurrence des marchés électriques

La dérégulation repose sur un ensemble de travaux théoriques qui posent la supériorité de la concurrence sur le monopole, du secteur privé sur le secteur public. L'expérience montre toutefois que l'ouverture des marchés électriques pose un certain nombre de problèmes techniques, qu'il s'agit d'un processus long et complexe.

a) L'expérience britannique

Le Royaume-Uni s'est lancé dès les années quatre-vingt dans une politique de privatisation du secteur électrique. Le but initial n'était pas tant d'introduire de la concurrence sur le marché que de faire des économies en mettant fin à la « dérive sociale » de la politique des travaillistes, en réduisant les investissements publics et en faisant confiance au secteur privé pour la gestion des services marchands. Le gouvernement Thatcher était en effet convaincu de l'incapacité du secteur public à financer ses activités. La vente d'entreprises publiques avait également pour but de combler les déficits provoqués par la récession post-chocs pétroliers.

La dérégulation du marché électrique britannique avait pour but de corriger les carences du système initial, le Central Electricity Generating Board (CEGB), monopole intégré de la production à la transmission. Victime de groupes d'influence aux intérêts divergents, on lui reprochait de ne pas avoir d'objectif industriel clair. Le CEGB était un groupe très endetté en raison des investissements qu'il avait financé pendant les trente glorieuses. On lui reprochait également de maintenir artificiellement le niveau d'activité de l'industrie charbonnière britannique. En effet, à la fin des années quatre-vingt, les deux tiers du courant produit l'étaient à partir de

charbon, et, à elle seule, la filière électrique représentait 80% des débouchés des producteurs de houille (protégé de la concurrence internationale).

Lors de l'Electricity Act, en 1989, le CEGB fut scindé en quatre compagnies : National Power, qui gérait 40 centrales de production, Powergen, opérateur de 23 centrales, Nuclear Electric, qui gérait 12 centrales nucléaires et le réseau de transport haute tension fut confié à la National Grid Company. En aval, la distribution était assurée par douze Regional Electric Companies (REC), qui furent privatisées en 1990. National Power et Powergen ont été privatisées en deux phases (60% en 1991, puis 40% en 1995). Une partie du parc nucléaire (8 centrales) a également été confiée au privé en 1996, par la création de British Energy.

L'ouverture à la concurrence a été progressive. En 1990, les 5000 plus gros consommateurs ont été autorisés à choisir leurs fournisseurs (puissance appelée supérieure à 1MW). Le seuil d'éligibilité est tombé à 100 kW en 1994. Depuis 1998, la totalité du marché britannique est officiellement ouverte à la concurrence. Dans un premier temps, la réforme a organisé la compétition autour d'un pool obligatoire du jour pour le lendemain. Les RECs devaient acheter aux producteurs via le pool, les contrats bilatéraux étant interdits. Le principe était d'optimiser la gestion du parc de centrales par un système d'enchères inversées : les centrales étaient appelées par coût de production croissant en fonction des prévisions de demande. Mais cette organisation facilitait la manipulation des prix. En effet, seules deux compagnies disposaient d'une bonne flexibilité, ce qui leur procurait un pouvoir de marché non négligeable (elles pouvaient faire grimper les prix en réduisant leur capacité de production disponible). De plus, le défaut de ce type de place de marché est d'aligner le prix sur le coût marginal de court terme. Il ne permet donc pas de financer la reproduction des capacités de production, donc est pauvre en incitations à investir. Ce système a été remplacé par une bourse d'électricité non obligatoire, le UK power exchange (UKPX) avec contrats bilatéraux autorisés.

La chute des prix (40% depuis 1998) met de nombreux producteurs en difficulté, avec à leur tête British Energy. Les prix auquel le courant est acheté aux producteurs sont aujourd'hui trop bas pour assurer la viabilité des centrales nucléaires. Fortement endetté, BE a perdu 817,5 millions d'euros en 2001 et se trouve, fin 2002, au bord de la faillite.

Le bilan de l'ouverture à la concurrence du marché électrique britannique est donc assez mitigé. Certes la baisse de prix pour le consommateur final est aujourd'hui une réalité. Mais, comme le soulignait D. Newbery⁷, la chute des prix est telle qu'elle met en danger l'équilibre du réseau britannique à long terme. En outre, les investissements sont insuffisants au niveau du réseau de transmission, ce qui alimente les craintes de crise à moyen terme. De plus, en morcelant le marché et en l'ouvrant aux opérateurs étrangers, qui n'étaient pas soumis aux mêmes contraintes, les autorités britanniques ont fragilisé les entreprises locales. Les firmes européennes et américaines ont donc repris un grand nombre d'opérateurs locaux, qui sont aujourd'hui des filiales de groupes étrangers. Cela est vrai non seulement au niveau de la production, mais encore au niveau de la distribution. Par exemple, Powergen a été racheté par E.ON, et EDF a repris les distributeurs London Electricity et Eastern Electricity.

⁷ Dans sa présentation lors de la 25^{ième} conférence annuelle de l'IAEE, Aberdeen, 27-29 juin 2002.

b) L'état de la dérégulation des marchés électriques en Europe

La directive 96/92/CE qui organise l'ouverture à la concurrence des marchés électriques dans l'Union européenne reprend les principes d'*unbundling* et d'accès des tiers au réseau, mais entend organiser la concurrence en aval, en permettant aux consommateurs de choisir leur fournisseur par des contrats de gré à gré. L'ensemble des Etats membres a transcrit la directive dans leur droit national, la plupart d'entre eux prévoyant une ouverture totale à l'horizon 2007. Mais il subsiste un certain nombre de défauts car les réglementations adoptées dans les différents pays ne sont pas homogènes, ce qui pose des problèmes de réciprocité d'accès. Ainsi l'Espagne et l'Italie ont reproché à la France de favoriser EDF, dont la stratégie d'expansion internationale est très active, en la protégeant sur son marché domestique. Les taux d'ouverture affichés par les différents Etats sont généralement très supérieurs aux seuils minimums imposés par la directive (66% en moyenne). Mais, dans les faits, ces taux sont avant tout des effets d'annonce à destination de la Commission européenne, et les marchés restent très cloisonnés et difficilement accessibles pour les opérateurs extérieurs.

Le cas de l'Allemagne illustre bien cette tendance. Se présentant comme un exemple, l'Allemagne affiche une ouverture à 100%, elle est à l'origine de la clause de réciprocité qui autorise les Etats à discriminer les opérateurs étrangers protégés sur leur marché initial. Or, dans les faits, le marché allemand reste fermé aux opérateurs extérieurs. En effet, l'absence de régulateurs, les tracasseries administratives et le fait qu'il existe six gestionnaires de réseau différents (filiales des producteurs) avec chacun leur tarif font qu'il est impossible pour un opérateur non allemand de vendre de l'électricité en Allemagne.

Tableau 9. Taux d'ouverture officiels des marchés électriques en Europe

	2000	2003*
Allemagne	100%	100%
Autriche	32%	100%
Belgique	35%	50%
Danemark	90%	100%
Espagne	54%	100%
Finlande	100%	100%
France	30%	35%
Grèce	30%	35%
Italie	35%	70%
Pays-Bas	33%	100%
Royaume-Uni	100%	100%
Suède	100%	100%

* Prévu

Source : Commission européenne

En revanche, la France a fini par s'engager résolument dans le processus d'ouverture à la concurrence en créant une autorité de régulation et en assurant

l'indépendance du gestionnaire de réseau⁸. Bien qu'elle s'en tienne aux seuils d'ouverture minimums, la concurrence est réelle : la SNET et la Compagnie Nationale du Rhône sont contrôlées par des opérateurs concurrents d'EDF, les entrants reconnaissent qu'il est possible de vendre de l'électricité en France.

Le bilan actuel de la dérégulation fait état d'une baisse de 25% du prix de l'électricité depuis 1990 en Europe. 5% des consommateurs éligibles ont changé de fournisseur, mais il subsiste une insuffisance d'interconnexion : le marché européen reste cloisonné.

5. L'ouverture à la concurrence des marchés gaziers

La directive 98/30/CE est entrée en vigueur le 10 août 1998 et devait être transcrite dans les droits nationaux avant le 10 août 2000. Ignorant largement l'amont de la chaîne gazière, elle laisse une certaine latitude aux Etats membres pour la définition des modalités d'introduction de la concurrence sur les marchés nationaux. Les règles d'accès aux installations restent donc volontairement imprécises dans la directive.

a) Un cas à part : le Royaume-Uni

Devançant les prescriptions de la directive européenne sur le gaz, les pouvoirs publics ont instauré une concurrence généralisée sur le marché du gaz britannique dès 1998. Il ne s'agit là que de l'étape ultime d'un processus de libéralisation engagé dès 1986 avec la privatisation de British Gas (BG) et la création de l'*Office of gas supply* (Ofgas), autorité de régulation indépendante chargée de veiller au bon développement de la concurrence et de contrôler l'opérateur historique. Mais, face au manque de transparence de BG, et à la discrimination qu'il pratiquerait à l'égard de certains consommateurs, la compétition a eu du mal à s'installer. C'est pourquoi, en 1988, l'opérateur historique a été contraint de séparer ses activités de transport et de vente. Mais ce n'est qu'en 1990 que le transport pour tiers est devenu une réalité : Ofgas a imposé une baisse de 20% à 40% des tarifs afin que ceux-ci ne soient plus un obstacle à la concurrence. Parallèlement, BG limitait la diffusion d'informations sur les coûts de transit, forçant ses concurrents à lui révéler leurs projets avant même leur mise en œuvre. En 1993, face au pouvoir de marché persistant de BG, Ofgas organise l'*unbundling* du monopole. Le réseau de transport est désormais géré par Transco, qui dispose d'un monopole de fait sur la haute pression et sur les réseaux locaux, dont les tarifs sont réglementés par un système de *price cap* depuis le 1^{er} octobre 1994.

L'exemple britannique est assez différent du cas américain en raison notamment de l'état initial du marché – monopole intégré verticalement – et de son évolution, car il subsiste un monopole sur le réseau de transport (Transco) et sur les réseaux de distribution (Centrica), alors qu'aux Etats-Unis, il existe de nombreux transporteurs. Mais il est riche en enseignements pour les autres pays d'Europe occidentale. Il montre à quel point, en l'absence de réglementation stricte et d'individualisation des

⁸ Bien que filiale d'EDF, RTE tient à son indépendance malgré les liens comptables qui existent entre ces deux entités.

activités intégrées, l'opérateur historique conserve un pouvoir de marché important, de nature à bloquer toute entrée de concurrent. La transformation du marché s'est faite en quatre phases : le démantèlement de BG, qui fit apparaître un besoin d'équilibre physique entre l'offre et la demande, puis la transparence des marchés (publication des prix), la prise en compte des prix de court terme dans les contrats de long terme, et enfin l'apparition de marchés à terme et de produits dérivés afin de couvrir les risques liés à la volatilité des cours.

b) L'ouverture des réseaux nationaux

Le 10 août 2000 était la date butoir pour la transcription de la directive dans les droits nationaux. La Grèce et le Portugal n'étaient pas concernés en raison du faible développement de leurs réseaux respectifs. En revanche, la France n'a toujours pas transcrit la directive et souhaite se conformer à la libéralisation minimale requise. Gaz de France a donc devancé le législateur en ouvrant volontairement son réseau au tiers, pour ne pas subir de mesure de rétorsion de la part des autres Etats, accusant l'opérateur français de se développer à l'international tout en restant protégé sur son marché d'origine.

Les partenaires de la France ont, pour leur part, accéléré le processus de dérégulation. Avec la Grande Bretagne, l'Allemagne est la seule à avoir officiellement ouvert l'intégralité de son marché à la concurrence, bien qu'en pratique, les particuliers ne puissent en bénéficier qu'au 1^{er} janvier 2002, en raison de l'absence de règles d'utilisation du réseau. L'Italie et la Finlande ont également largement ouvert leur marché à la compétition, avec des taux respectivement de 96% et 90%. Viennent ensuite l'Irlande (75%) et l'Espagne (67%). Seuls le Danemark (30%) et la France semblent donc réticents, les autres Etats ayant instauré la concurrence sur près de 50% de leur demande (Tableau 10). Mais les procédures de tarification de l'accès aux réseaux ne sont pas encore toutes au point. Les règles dominantes sont le paiement d'un péage ou la réservation d'une capacité et la facturation du transport proportionnellement à la distance et aux volumes, avec des systèmes de plafonnement des tarifs – comme c'est le cas au Royaume-Uni.

Tableau 10. Degrés d'ouverture à la concurrence des marchés gaziers dans l'UE en 2001

	Officiel	Réel	Gros consommateurs ayant changé de fournisseur
Allemagne	100%	2%	<2%
Autriche	100%	<5%	<2%
Belgique	59%	<2%	n.d.
Danemark	35%	0%	2-5%
Espagne	79%	7%	20-30%
France	20%	3%	20-30%
Irlande	82%	>50%	20-30%
Italie	96%	16%	10-20%
Pays-Bas	60%	17%	30-50%
Royaume-Uni	100%	100%	>50%
Suède	47%	0%	<2%

Source : Commission européenne

On soupçonne même la plupart des Etats d'avoir publié des taux d'ouverture nettement supérieurs à leur volonté réelle de déréguler. En Espagne, par exemple, l'accès aux infrastructures de transport est régulièrement refusé aux opérateurs extérieurs au nom d'exigences techniques abusives. Lorsque des opérateurs cherchent à contourner ces barrières par croissance externe, en prenant le contrôle d'une compagnie locale, les pouvoirs publics s'empressent de prendre des mesures interdisant la prise de participation de la part des candidats indésirables. Les gouvernements communiquent donc sur une volonté d'ouverture, mais continuent à protéger leur marché par le biais de la régulation ou en invoquant une absence de réciprocité. En Allemagne, malgré une ouverture totale à la concurrence, il est pratiquement impossible à un opérateur de faire son entrée autrement que par le rachat d'une compagnie locale en raison des carences de la régulation et de la complexité de l'organisation initiale du marché.

La question du stockage est rarement abordée par les lois de libéralisation des marchés nationaux. Aux Pays-Bas, l'accès aux réservoirs est laissé à la discrétion de leurs opérateurs. En Espagne, l'équilibrage du réseau repose principalement sur les contrats interruptibles en raison de capacités de stockage insuffisantes et du peu de structures géologiques favorables. La question de l'accès n'est donc pas abordée, tout comme en Allemagne, où l'on devrait « faire confiance au marché ». Pourtant le principe d'un accès des tiers aux stockages est de plus en plus admis et figure explicitement dans les nouveaux projets de directive européenne. L'ouverture des réservoirs est en effet un complément naturel de l'ATR, surtout dans les pays importateurs où la modulation repose principalement sur les stockages souterrains, comme en France, en Allemagne ou en Italie (B. Esnault, 2001).

La problématique de l'accès des tiers au stockage est aujourd'hui très sensible en Europe, d'autant plus que la tarification de l'accès des tiers au réseau repose sur le principe de réservation de capacités de transport et de prévision des quantités transportées. En cas d'erreur de prévision, alors les opérateurs subissent des pénalités qui peuvent être très lourdes. Ainsi, comme la demande est variable quel que soit le type de débouché (ménages, industriels, etc.), les offreurs de gaz doivent disposer d'outils leur permettant de gérer les aléas de consommation, comme d'approvisionnement. Lorsque des marchés spots liquides existent, alors le marché offre des moyens de combler les écarts. En revanche, comme c'est le cas en Europe continentale, lorsque qu'il n'existe pas de bourse de gaz suffisamment mature, les opérateurs doivent disposer de moyens physiques de couverture du risque volume. L'accès direct ou indirect (par des services de modulation) aux stockages est donc devenu une condition de l'ouverture effective des marchés du gaz en Europe. Les Etats en ont pris conscience et ont, pour la plupart, prévu un système d'ATS, bien que la directive européenne ne l'impose pas.

Le marché unique du gaz naturel est donc encore loin d'être une réalité. Non seulement les taux d'ouverture à la concurrence sont très différents d'un pays à l'autre, mais encore (et surtout) les modalités d'introduction de la concurrence sont spécifiques à chaque pays. La directive européenne de 1998 était volontairement vague pour permettre aux Etats d'adapter la nouvelle réglementation à leurs

contraintes propres. Mais aujourd’hui, cela rend le marché peu compréhensible à l’échelle continentale, et limite les possibilités de commerce intra-européen compte tenu de la cohabitation de règles parfois contradictoires. Les problèmes les plus importants tiennent à l’insuffisance d’interconnexion des réseaux nationaux, et au « pancaking », qui correspond à la juxtaposition des tarifs de transport des différents pays traversés pour une transaction, qui se traduit généralement par des coûts prohibitifs.

Tableau 11. Réglementation de l’ATR en Europe

	Unbundling	Tarifification de l’ATR	Période minimale de réservation	Allocation des capacités	Pénalités pour non respect des engagements	Accès au stockage
Allemagne	Comptable	Distance	1 an	PAPS	+100-420%	oui
Autriche	Juridique	En révision	1 an	PAPS*	Déf. par le marché	oui
Belgique	Juridique	Distance	1 mois	PAPS	+30%	indirect
Danemark	Juridique	Timbre poste	1 an	PAPS	+50%	oui
Espagne	Propriété	Timbre poste	-	PAPS	En cours	oui
France	Comptable	Distance	1 an	PAPS	+50%	indirect
Irlande	Gestion	Entrée-sortie	1 an	PAPS	+100%	-
Italie	Juridique	Entrée-sortie	1 mois	Pro-rata	+3%	oui
Pays-Bas	Gestion	Distance	1 mois	PAPS	+50% & amende	oui
Royaume-Uni	Propriété	Entrée-sortie	1 jour	Enchères	Déf. par le marché	oui
Suède	Comptable	Timbre poste	-	PAPS	-	-

*Premier arrivé, premier servi

Source : Commission européenne

II. LES CONSÉQUENCES DE L'OUVERTURE À LA CONCURRENCE

Les transformations subies par les marchés énergétiques ces dernières années sont le fruit d'une double évolution, réglementaire et technologique, qui pèse à la fois sur l'environnement des firmes, sur les outils à leur disposition, et donc sur leurs pratiques managériales et leurs stratégies.

1. La nouvelle place des pouvoirs publics

Avant ouverture à la concurrence, l'Etat était très présent sur la scène énergétique. Dans des pays comme la France ou le Royaume-Uni, les entreprises en charge de l'électricité et du gaz étaient des monopoles publics intégrés ou quasi-intégrés verticalement. L'Etat dirigeait leur politique d'investissement et contrôlait étroitement leur tarification. Les firmes énergétiques jouaient alors un rôle essentiel dans l'aménagement du territoire et dans la préservation de la cohésion sociale. Elles étaient des outils non seulement de politique énergétique, mais encore de politique économique.

a) D'une logique de planification à une logique d'incitations

La dérégulation met fin à des systèmes électriques et gaziers monopolistiques construits selon une logique de planification fondée sur des prévisions de demande à long terme. Les investissements en production et transport étaient coordonnés de manière centralisée, ce qui facilitait l'optimisation des infrastructures. Les secteurs de l'électricité et du gaz naturel participaient directement aux choix de politique énergétique et à l'aménagement des territoires. La structure des marchés nationaux est très fortement influencée par les dotations initiales des pays. La place du gaz naturel dans les bilans énergétiques est fortement corrélée aux réserves domestiques. Les parcs de centrales électriques sont influencés par les dotations en énergies primaires. La France a compensé sa pauvreté en énergies fossiles par la construction d'un important parc nucléaire et avait exploité le fort potentiel hydraulique de ses massifs montagneux quelques décennies auparavant. D'autres pays (Allemagne ou Espagne) ont privilégié le charbon pour exploiter la production locale. Sans la découverte d'importantes réserves de gaz naturel en mer du nord britannique, le Royaume-Uni n'aurait probablement pas opéré son basculement de la houille vers le gaz. Ce déterminisme lié aux dotations initiales est aujourd'hui bouleversé par la multiplication des projets de centrales à gaz, bien que la plupart des pays d'Europe soient d'importants importateurs de gaz naturel. Cela risque cependant d'accroître la dépendance énergétique de l'Europe, et soumet les marchés électriques aux risques prix des marchés gaziers.

L'ouverture à la concurrence signifie donc l'abandon de la planification centralisée. Le rôle de l'Etat consiste désormais à mettre en place un environnement réglementaire permettant à la concurrence de se développer. L'enjeu principal est de permettre au marché de produire les bonnes incitations, celles qui conduiront les opérateurs à prendre des décisions allant dans le sens de l'intérêt collectif. C'est à cette condition que la libéralisation peut permettre l'amélioration du fonctionnement des marchés (W. Hogan, 2002). La politique énergétique doit donc être exercée de

manière indirecte, via un système ouvert qui révèle un ensemble de données comme l'impact environnemental des différentes techniques de production, les problèmes de dépendance énergétique, les problèmes de congestion et de sécurité d'approvisionnement, ou encore l'anticipation sur les besoins futurs des consommateurs. Chaque élément doit être valorisé économiquement, d'où l'intérêt de la multiplication de marchés financiers complémentaires, bourses d'électricité, bourses de gaz, marchés de droits d'émission, marchés de capacités de transport, etc.

Cela rend la tâche des pouvoirs publics relativement complexe, d'autant qu'ils disposent encore de peu de recul sur les réformes déjà mises en œuvre et que, comme le précise W. Hogan, les marchés dont les institutions ont été mal conçues ont produit de mauvaises incitations. Les processus de dérégulation sont reconnus comme devant être progressivement adaptés en fonction du comportement des acteurs. La qualité des incitations produites ne peut être jugée que par retour d'expérience, avec cependant le risque de crises majeures lorsque les dysfonctionnements sont identifiés trop tard, comme ce fut le cas en Californie. La satisfaction des missions d'intérêt général et la protection des consommateurs les plus vulnérables, qui sont a priori en contradiction avec une organisation exclusivement concurrentielle, deviennent également plus difficiles à mettre en place.

Le problème de la définition d'une tarification de l'ATR optimale illustre assez bien cette nouvelle complexité. La localisation géographique des centrales n'est pas neutre pour le réseau : pour éviter la rupture, il est important de s'assurer que les capacités de transmission sont suffisantes. Pour inciter les opérateurs à investir là où des besoins existent, il faut avoir une tarification qui révèle le coût réel d'acheminement du courant, ce qui passe par des tarifs nodaux ou zonaux difficiles à calculer concrètement. La congestion est rémunératrice pour le transporteur qui n'est alors pas incité à éliminer les goulets d'étranglement. En outre, comme les décisions d'investissement des producteurs sont prises indépendamment du gestionnaire de réseau, ce dernier doit s'adapter *a posteriori* aux décisions individuelles. La probabilité que des choix éclatés conduisent à un optimum collectif est alors très faible.

b) La politique énergétique en question

L'action publique devient donc de plus en plus complexe, car elle doit utiliser les canaux « indirects » de la législation et de la régulation. Le choix de la libéralisation étant fait, il est indispensable de redéfinir quels sont les objectifs d'une politique énergétique aujourd'hui, de les hiérarchiser afin de définir des modes d'action efficaces.

Des objectifs contradictoires

Les évolutions en cours s'inscrivent dans un contexte de plus en plus mouvant et imprévisible, et surtout doit tenir compte de nouvelles contraintes : la protection de l'environnement et la sécurité d'approvisionnement. Ainsi les pouvoirs publics affichent-ils une triple volonté : favoriser la concurrence entre firmes afin de faire baisser les prix, s'assurer de la sécurité d'approvisionnement notamment en veillant à ce que les efforts d'investissement soient suffisamment soutenus, et enfin réduire les émissions de gaz à effet de serre, ce qui passe par la maîtrise de la demande. Les

marchés sont-ils en mesure de répondre à ces trois défis apparemment contradictoires ? A l'évidence, il convient de hiérarchiser les objectifs afin de prendre, ensuite, les mesures appropriées.

- priorité aux baisses de prix : si cet objectif dirige la politique énergétique, alors la dérégulation trouve sa justification, à condition que les préceptes théoriques soient correctement mis en œuvre. Dans ce cas, la consommation risque cependant d'augmenter, ce qui va à l'encontre de la réduction des émissions de gaz à effet de serre et de la réduction de la dépendance énergétique.
- Priorité à la sécurité d'approvisionnement : les liens entre maillons des chaînes techniques doivent être étudiés avec soin pour s'assurer d'une part de la disponibilité de l'énergie en amont, et d'autre part d'un niveau d'investissement suffisant en aval, qui garantisse des capacités de réserve suffisantes. Mais cela va à l'encontre du libre jeu du marché et de la baisse des prix : les relations entre opérateurs complémentaires doivent être stables, et les surcapacités entraînent une augmentation des coûts.
- Priorité à la protection de l'environnement : il faut alors peser d'une part sur les processus de production d'électricité, et d'autre part sur la demande, ce qui passe notamment par une gestion politique des prix de l'énergie (mesures fiscales ou subventions). La baisse des prix de l'énergie va clairement à l'encontre de la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Hiérarchiser ces objectifs est complexe. Sont opposés des objectifs globaux (maîtrise du réchauffement climatique), de compétitivité nationale dans le contexte actuel de mondialisation, et de continuité et de stabilité des approvisionnements indispensables à la satisfaction des consommateurs. Au cours des années quatre-vingt-dix, la priorité fut donnée à la compétitivité. Les autres objectifs devaient pouvoir être satisfaits par le marché. Mais précisons qu'à l'époque, il y avait abondance d'énergie, et on était loin du consensus quant à la réalité du changement climatique. La situation est aujourd'hui très différente : la flambée des prix du pétrole en 2000 a fait ressurgir les préoccupations de sécurité d'approvisionnement (dans le sens accès à la ressource), et les accords de Kyoto ont validé le principe d'une réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle planétaire. Les gouvernements et les institutions internationales (Commission européenne, Agence Internationale de l'Energie) cherchent donc des moyens de concilier ces trois objectifs, mais, à refuser de fixer clairement des priorités, on risque de n'atteindre aucun de ces objectifs.

Dérégulation et politique énergétique

La dérégulation est-elle une politique énergétique en elle-même ? Le développement de la concurrence porte en lui la croyance en la capacité du marché à conduire à un équilibre tenant compte à la fois des besoins des consommateurs, de la rareté des ressources et des externalités de la consommation d'énergie. Le processus implicite de convergence repose sur les opportunités que font naître chaque déséquilibre, qui attirent ou provoquent le retrait de certains acteurs. Mais cela n'est possible que si l'on part du principe que les marchés sont intrinsèquement efficaces,

c'est-à-dire que leur fonctionnement peut être conforme à la concurrence parfaite. Cependant, sur les marchés de l'énergie, on est très loin de la concurrence parfaite pour un ensemble de raisons dont les principales sont la taille des acteurs, les coûts d'entrée, les délais d'investissement et le caractère indispensable des biens énergétiques, qui en fait des biens économiques particuliers.

Le marché ne peut donc à lui seul conduire à une structuration satisfaisante des bilans énergétiques et à la satisfaction des fonctions essentielles que l'électricité ou le gaz remplissent (aménagement du territoire, service public). La politique énergétique ne perd donc pas sa raison d'être, mais avant tout ses moyens d'action traditionnels. Désormais, les pouvoirs publics doivent faire en sorte d'envoyer au marché les bons signaux, c'est-à-dire de produire les incitations qui conduiront les investisseurs à faire des choix allant dans le sens de l'intérêt collectif, non seulement en termes de prix, mais encore en termes de cohésion sociale et d'indépendance énergétique. Cette notion d'incitations est omniprésente dans la configuration des nouvelles réglementations. Prenons l'exemple des réseaux de transport d'électricité. La tarification de l'ATR, élément central de la libéralisation, doit à la fois permettre une compétition équitable entre opérateurs, sans discrimination géographique (d'où le choix du timbre poste), et inciter le GRT à réaliser les bons investissements au bon moment afin de garantir une qualité d'approvisionnement optimale, ce qui passe par l'élimination des congestions (ce qui requerrait une tarification nodale, ou du moins prenant en compte les problèmes de saturation des infrastructures).

La question centrale est donc « comment réconcilier court et long termes ? ». La libéralisation repose principalement sur une logique de court terme, c'est-à-dire sur l'introduction de la concurrence sur des systèmes matures existants. Mais, comme l'affirme R. Priddle⁹, Directeur exécutif de l'Agence Internationale de l'Energie, il n'y a pas de raison que le marché n'envoie pas les bons signaux aux investisseurs. Forts de ce postulat, les théoriciens de la dérégulation ont négligé le problème de l'investissement. Or, dans un cadre concurrentiel, la pénurie crée des pouvoirs de marché et peut donc devenir rémunératrice (phénomène observé non seulement en Californie, mais également en Grande Bretagne). En outre, compte tenu des délais de construction d'une centrale ou de mise en production d'un champ gazier, les signaux de pénurie arrivent souvent trop tard. Il est remarquable d'assister aujourd'hui au retour d'un discours prônant une planification publique des capacités de production d'électricité afin de garantir la continuité de la fourniture.

Vers un retour du politique ?

C'est pourquoi, après s'être contentée d'une approche strictement économique de la scène énergétique, la Commission européenne suggère un retour du politique autour de la question de la sécurité d'approvisionnement. Dans son livre vert de novembre 2000, elle s'inquiète de la dépendance énergétique croissante de l'U.E., notamment vis-à-vis de la Russie, et propose de renforcer les liens diplomatiques et la coopération avec les pays producteurs d'énergies fossiles. Ajoutons que la ratification des accords de Kyoto avalise l'idée selon laquelle il faut orienter les choix

⁹ « Market Reform : friend or foe of a sustainable energy future », présentation dans le cadre de *The Global Foundation Annual Conference*, « Competition in electricity markets : deregulation, environment and security of supply », Chatham House, Londres, 4 et 5 décembre 2001.

des consommateurs vers des énergies propres et vers un usage rationnel des ressources. Or, discipliner les usagers passe avant tout par des systèmes de subvention ou par une réglementation des prix via la fiscalité, deux orientations qui sont clairement en opposition avec la politique de concurrence et vont à l'encontre du retrait des Etats souhaité initialement. La remise en cause de l'objectif de bas prix de l'énergie n'est pas encore énoncée objectivement mais semble inéluctable, la dérégulation des marchés électriques et gaziers perdrait alors son objet central.

L'intervention des Etats est également très importante pour le développement de la concurrence, notamment en transformant des groupes publics souvent fortement endettés en groupes privés aux finances saines. Ainsi, les pouvoirs publics reprennent en général à leur charge les activités déficitaires pour privatiser les parties compétitives. C'est le cas par exemple en Grande Bretagne, où la privatisation du nucléaire n'a concerné que les centrales les plus modernes, le gouvernement conservant l'opération et le démantèlement des unités les plus anciennes. Aux Etats-Unis, le secteur nucléaire est compétitif notamment parce que l'Etat fédéral assume les problèmes liés aux déchets (retraitement, stockage). Enfin, la recherche fondamentale est généralement réalisée sur fonds publics, le secteur privé n'ayant au final qu'à exploiter des techniques relativement matures. L'intervention des structures publiques est donc fondamentale, il s'agit de la prise en charge d'un certain nombre de risques techniques et financiers. Cela pose cependant avec force le problème de la justification de cette privatisation des bénéfiques quand les risques sont assumés par la collectivité.

c) Régulateur et justice, nouveaux maillons des chaînes de valeur

P. Steiner () montre comment les transactions s'inscrivent dans des schémas sociaux, et donc à quel point la nature des comportements économiques est liée à la culture et au système juridique en place. Le fonctionnement des marchés repose en effet en grande partie sur la confiance entre partenaires économiques. Si le système judiciaire apporte certaines garanties de protection des intérêts individuels et collectifs et permet de définir les règles du jeu, la déontologie est fondamentale pour que les transactions puissent se développer. C'est à cette condition que peut exister une auto-régulation des marchés. Le risque de comportements opportunistes de certains acteurs met donc directement en danger le principe même de d'ouverture à la concurrence.

C'est particulièrement le cas dans le secteur énergétique où la structure de la production et de la consommation est façonnée par l'histoire et les dotations initiales des pays. Les systèmes sur lesquels est introduite la concurrence sont le résultat de la construction des besoins et des solutions apportées à leur satisfaction. Il paraît donc difficile d'établir un canevas unique de dérégulation proposant des procédures universelles, c'est-à-dire partout applicables avec en arrière pensée le fait que la nature des transactions est elle-même universelle. En effet, comme l'admettent un nombre croissant d'analystes, y compris parmi les plus convaincus du bien-fondé de la libéralisation, ouvrir des marchés électriques ou gaziers est une tâche d'une grande complexité, un processus qui doit être constamment adapté au contexte dans lequel il s'inscrit (nombre d'acteurs, niveau des capacités de production, dépendance énergétique, normes environnementales, etc.).

Dans le système monopolistique, le contrôle des opérateurs était relativement simple, d'une part en raison du petit nombre d'interlocuteurs, et d'autre part parce que les asymétries d'information, notamment sur le rapport entre les coûts et les prix, pouvaient être résolues par des contrats d'objectifs, c'est-à-dire en imposant un type de prestation à un prix donné. C'est globalement le principe du price-cap. Désormais, le droit est un cadre indispensable au développement de l'activité économique. Comme le souligne M.-A. Frison-Roche¹⁰, l'ouverture pilotée par le politique entraîne une multiplication des opportunités, qui se traduit mécaniquement par une augmentation des risques. Le droit a alors pour mission non seulement de réduire ces risques, mais encore de construire les opportunités (favoriser l'entrée de concurrents). Or l'incertitude qui touche la réglementation fait émerger des risques juridiques, le système doit donc corriger ses propres imperfections.

La régulation est donc indispensable à la mise en place de la concurrence, mais ses imperfections ajoutent un risque réglementaire aux risques inhérents aux marchés concurrentiels. Il est à craindre que ce manque de visibilité institutionnelle ne pèse sur les choix des acteurs et ne les conduise à retarder leurs éventuelles décisions d'investissement. On se situe dans un cas où, conformément aux enseignements de la théorie des options réelles, le choix d'attendre dans un contexte d'incertitude augmente la valeur des projets.

La littérature économique sur la dérégulation a donc peut-être un peu trop sous-estimé l'importance du juridique. Car la mise en place d'une nouvelle réglementation, de nouvelles procédures coercitives pose la question de la définition juridique des règles, de leur interprétation et de leur mise en œuvre. Ainsi, les notions d'abus de position dominante ou de collusion sont difficiles à mettre en évidence de manière incontestable. Autre problème, les restrictions d'accès aux réseaux pour raisons techniques sont une stratégie fréquemment mise en place pour exclure des opérateurs d'un marché. Le régulateur, puis le juge doivent être en mesure de prouver que les mesures invoquées sont abusives.

Ainsi, dans le cas de l'électricité, M.-A. Frison-Roche met en évidence la complexité juridique des marchés dérégulés, qui tient à la nature même du bien échangé. Ces conditions sont propices aux risques, donc à la croissance de l'importance des juges et des juristes en général. Ces risques sont amplifiés par la variété des règles existant en Europe (les directives laissent une grande liberté aux Etats). De plus, l'immaturité du système fait qu'il n'existe pas encore de guide d'application ou d'interprétation des nouvelles réglementation. Seule l'action des juges et l'émission de doctrine fourniront de tels guides.

Comment évaluer le coût global de la « judiciarisation » des marchés électriques et gaziers ? Il est encore trop tôt pour le dire. Mais une chose est sûre : l'harmonisation des législations est très improbable en Europe. Car, si les règles applicables aux seuls opérateurs énergétiques sont identiques, celles-ci s'inscriront dans des systèmes juridiques très différents. Par exemple, les règles de droit spécifiques risquent d'entrer en conflit avec des règles de droit général, ou encore il peut exister des

¹⁰ Au cours d'une intervention lors du colloque « Le marché européen de l'énergie : enjeux et conséquences de l'ouverture » organisé par le Sénat, Paris, le 12 décembre 2001.

tensions entre droit sectoriel et droit de la concurrence. En France, il existe clairement un conflit entre la concurrence et le service public. Il faut donc définir lequel de ces deux principes est prioritaire.

Le coût de cette « judiciarisation » ne sera imputé que partiellement aux firmes du secteur énergétique, donc au prix final du kWh électrique ou du m³ de gaz. Le marché qui se profile pourrait être considérable : les firmes auront non seulement besoin d'avocats en cas de procédures judiciaires, mais surtout de conseils pour s'adapter à un contexte juridique de plus en plus complexe.

d) La compétence limitée des régulateurs

Les crises récentes intervenues sur les marchés dérégulés – Californie, Enron, ruptures d'approvisionnement et augmentation des prix de l'électricité dans plusieurs régions des Etats-Unis, réforme du NETA au Royaume-Uni – posent clairement la question de la capacité des régulateurs à organiser et contrôler les systèmes concurrentiels. Le premier problème, évoqué ci-avant, est l'imperfection de la régulation. Pour configurer correctement un marché, il faut avoir une idée précise *a priori* de la réglementation à mettre en place. Il est aujourd'hui admis que l'ouverture à la concurrence est un processus adaptatif avec correction progressive des règles. Le retour d'expérience est ici fondamental.

Mais il y a plus grave. Les firmes énergétiques profitent des réformes en cours et de la réduction des barrières internationales pour se diversifier et adopter des stratégies continentales, voire mondiales. Or les compétences des régulateurs sont limitées à la fois du point de vue géographique (généralement, leur zone d'influence se limite à un pays) et financier (leurs moyens matériels sont très inférieurs à ceux dont disposent les entreprises). Les règles comptables sont de plus en plus complexes, et la liberté des firmes de plus en plus grande. En conséquence, les régulateurs subissent des asymétries d'information telles que leur capacité de contrôle se limite aux informations délivrées par les opérateurs. Les fraudes sont donc excessivement difficiles à mettre en évidence, comme on le voit aujourd'hui aux Etats-Unis avec la faillite d'Enron et avec les fraudes massives commises par des entreprises comme WorldCom ou encore Rank Xerox. Il apparaît que l'ensemble des procédures de contrôle ont été défaillantes. Le constat que fait A. Brender¹¹ est le suivant : les instruments de vérification existent, mais ils ne sont pas suffisamment efficaces. Ainsi, malgré ses 3500 employés, la Security Exchange Commission n'a pas vu venir les scandales Enron ou WorldCom.

Comment dès lors ne pas partager les craintes exprimées par M.-A. Frison-Roche lors d'un colloque consacré à l'affaire Enron¹² en avril 2002 ? Elle montre en effet que la faillite du premier trader mondial d'énergie est le résultat d'une défaillance du droit des sociétés et des nouvelles règles de gouvernement d'entreprise. Le système américain, qui privilégie l'actionnariat privé, repose sur un ensemble de mécanismes de contrôle internes et externes aux entreprises, avec des sanctions pour les managers

¹¹ Cité par *Libération*, 10 juillet 2002

¹² Colloque « Le cas Enron, nouveaux marchés de l'énergie, pratiques comptables et gouvernement d'entreprise », organisé par le CGEMP et le CEREQ (Université Paris IX Dauphine), Paris, le 7 avril 2002

en cas de défaillance : les actionnaires, agressifs, révoquent ou attaquent les dirigeants en cas de problème. Or dans le cas d'Enron, personne ne s'est opposé à l'équipe dirigeante. Cela révèle un problème majeur d'asymétrie d'information : en théorie, si les agents sont honnêtes, alors ils révèlent l'ensemble de l'information, y compris celle qui lui est défavorable. Mais, à l'évidence, la déontologie est une fiction théorique.

On se trouve donc bien dans un problème de décalages entre la théorie et la pratique. Comme le souligne Y. Smeers¹³ l'hypothèse selon laquelle le régulateur maximise le bien-être collectif est une abstraction théorique qui n'est pas confirmée dans les faits. En outre, le débat sur la régulation porte sur les règles à mettre en œuvre et sur leur utilisation par les agents, mais elle suppose que ces derniers en exploitent les insuffisances et non pas qu'ils recourent à des pratiques frauduleuses. Ce n'est alors pas la régulation qui est en cause, mais la capacité des pouvoirs publics à la faire respecter, et la volonté des acteurs de s'y conformer.

Cela prouve bien que, comme le constatent les sociologues, la culture et la tradition sont fondamentales pour que les marchés fonctionnent. Comme le dit M.-A. Frison-Roche, la déontologie est la pierre angulaire de l'économie de marché : elle est l'essence même de la confiance. Or la dérégulation vise précisément à briser les cultures des opérateurs énergétiques et à valoriser l'opportunisme. Ainsi, tout le monde s'accorde aujourd'hui pour dire que l'on a besoin de davantage de régulation (pas uniquement dans le secteur de l'énergie), mais personne n'est en mesure de dire ce que serait concrètement une bonne régulation et comment la faire appliquer compte tenu de l'évolution actuelle du capitalisme.

2. La financiarisation du négoce

Comme nous l'avons vu, l'ouverture à la concurrence signifie l'abandon de la planification centralisée. Le rôle de l'Etat consiste désormais à mettre en place un environnement réglementaire permettant à la concurrence de se développer. La politique énergétique doit donc être exercée de manière indirecte, via un système ouvert qui révèle un ensemble de données comme l'impact environnemental des différentes techniques de production, les problèmes de dépendance énergétique, les problèmes de congestion et de sécurité d'approvisionnement, ou encore l'anticipation sur les besoins futurs des consommateurs. Chaque élément doit être valorisé économiquement, d'où l'intérêt de la multiplication de marchés financiers complémentaires, bourses d'électricité, bourses de gaz, marchés de droits d'émission, marchés de capacités de transport, etc.

Ces places de marché n'ont pas toujours été prévues dans la définition des règles de libéralisation. Si le Royaume-Uni ou la Californie ont organisé la dérégulation de leurs marchés électriques autour de places de marché obligatoire (pool électrique britannique et California Power Exchange), en revanche les directives européennes sur l'électricité et le gaz ne prévoient pas officiellement de telles issues. De même, sur les marchés du gaz naturel, la multiplication des *hubs* (bourses de gaz) a permis, aussi bien aux Etats-Unis qu'au Royaume Uni, de faciliter la rencontre entre offreurs

¹³ Lors d'une présentation au colloque « Market power in power markets », Université Paris IX Dauphine, le 7 juin 2002.

et demandeurs. Sur le marché américain, la libéralisation a conduit à une formation des prix étroitement liée au rapport offre-demande, ce qui a conduit à une gestion efficace des infrastructures : l'augmentation des prix en période de forte demande a incité les opérateurs à développer leur capacité de stockage, d'où une augmentation très forte du facteur de charge des canalisations et donc une baisse du coût unitaire de fourniture.

a) Les différents types de bourses d'électricité

La coordination centralisée de l'ensemble des activités est remplacée par la cohabitation de marchés reliés verticalement. De nouveaux mécanismes de coordination doivent donc être mis en place afin de permettre la mise en relation de l'offre et de la demande. D. Finon (1997) distingue deux familles d'arrangements : les pools obligatoires, fondés sur un système d'enchères qui appelle les producteurs dans l'ordre croissant des prix offerts sur la place de marché, et les contrats bilatéraux décentralisés, dont les bourses d'électricité sont un complément naturel pour permettre l'ajustement entre offre et demande. Il existe donc deux principes de régulation :

- approche européenne : concurrence fondée sur des contrats bilatéraux, il s'agit principalement d'une compétition en aval qui vise à permettre au consommateur de choisir son fournisseur ;
- approche britannique fondée sur un pool obligatoire : l'objectif est d'optimiser la gestion du parc de centrales existant en organisant une compétition anonyme entre les producteurs qui doit conduire, en théorie, à un prix de gros égal au coût marginal de production. Il s'agit essentiellement d'une compétition en amont.

Permettre à l'offre et à la demande de se rencontrer est l'une des difficultés de la concurrence sur les énergies de réseau. Leur ajustement est d'autant plus complexe que l'électricité n'est pas stockable par les utilisateurs. Les quantités injectées dans le réseau doivent donc être strictement égales aux quantités consommées en temps réel. C'est pourquoi les bourses jouent aujourd'hui un rôle clé sur les marchés libéralisés.

Les pools :

Les pools électriques sont des structures qui sont généralement obligatoires et d'origine publique. Ce sont des systèmes d'appel des moyens de production et de rémunération des producteurs qui permettent, en théorie, de concilier concurrence et gestion optimale des moyens de production. Il s'agit d'organiser la concurrence entre producteurs par un processus d'enchères inversées : le gestionnaire du pool empile les offres dans l'ordre de prix croissant jusqu'à égalisation de l'offre et de la demande.

Les bourses :

La plupart des bourses d'électricité européennes ont été créées à l'initiative d'opérateurs privés (producteurs, traders et, plus rarement, transporteurs). En général, au début de leur fonctionnement, elles sont indépendantes des gestionnaires de réseau, et elles organisent les transactions de manière anonyme. Il s'agit donc

d'entreprises en concurrence les unes avec les autres, qui doivent être compétitives. Elles doivent attirer un maximum de transactions pour assurer leur crédibilité, ce qui est la condition même de leur survie.

Le passage des ordres se fait via des plate-formes « Internet » (Elweb pour le Nordpool, Clearnet pour Powernext). Les bourses fonctionnent le jour pour le lendemain : les propositions sont faites le matin de la veille de la livraison, avec définition des procédures de livraison dans l'après-midi. Selon les places de marché, les procédures peuvent être plus ou moins complexes. Plus les bourses sont liquides, plus elles peuvent proposer des produits dérivés sophistiqués.

A l'avenir, il est probable que le nombre de bourses cohabitant en Europe diminue avec la consolidation de monopoles régionaux. Si le marché unique de l'électricité devient un jour réalité, il pourrait alors ne plus y avoir qu'une seule bourse d'électricité en Europe, à l'image du Nord Pool pour les pays scandinaves.

Tableau 12. Les pools et les bourses d'électricité en Europe

Nom	Type	Création-fin		Pays
Electricity Pool	Pool obligatoire	1990-2001		Royaume-Uni
Nord Pool	Pool facultatif	1996		Scandinavie
OMEL	Pool obligatoire	1998		Espagne
Amsterdam PX	Bourse	2000		Pays-Bas
Leipzig PX	Bourse	2000	Fusion en 2002	Allemagne
European Power Exchange (EEX)	Bourse	2000		Allemagne
Independent Irish PX	Bourse	2000		Irlande
UKPX	Bourse	2001		Royaume-Uni
Powernext	Bourse	2001		France
Polish PX	Bourse	2000		Pologne
Automated PX - UK	Bourse	2001		Royaume-Uni

Les pools électriques obligatoires sont progressivement abandonnés. Par exemple, au Royaume-Uni, le pool initial a été remplacé par une bourse non obligatoire, l'UKPX, et en Californie, la configuration du CalPX a été une des causes de la crise de 2000. Le principal défaut des pools obligatoires est que, si les producteurs ne sont pas suffisamment nombreux, alors ceux qui disposent d'une certaine flexibilité peuvent parfois manipuler les prix. C'est ce qui s'est produit en Grande Bretagne, où seulement deux opérateurs avaient cette flexibilité qui leur permettaient d'être « *price maker* » en certaines circonstances (D. Newbery, 2000). Le modèle dominant est donc désormais la cohabitation de contrats bilatéraux et de marchés spots, ce qui offre aux opérateurs et aux consommateurs une certaine protection contre la volatilité.

Liens entre places de marché et gestionnaires de réseau :

Le gestionnaire de réseau joue un rôle fondamental sur les marchés dérégulés. Ce sont eux qui valident les transactions, assurent leur réalisation technique et gèrent les problèmes de congestion. Les liens doivent donc être étroit entre pools ou bourses d'une part et gestionnaires de réseau d'autre part. Les pools sont généralement détenus par les GRT, c'était le cas au Royaume-Uni et est vérifié en Scandinavie où le Nord Pool est détenu par les GRT nationaux. Il peut également arriver que les

bourses perdent leur indépendance pour être reprises par l'opérateur du réseau, comme ce fut le cas pour l'Amsterdam Power Exchange.

b) *Les hubs gaziers en Europe*

Mais, si les demandeurs passent des contrats bilatéraux avec leurs fournisseurs, alors il subsiste un besoin d'ajustement. Comme l'électricité et le gaz ne sont pas stockables, les producteurs peuvent utiliser les bourses pour pallier d'éventuels problèmes techniques sur leurs installations, donc respecter leurs engagements contractuels. C'est également, pour les consommateurs, un moyen de valoriser leurs excès de gaz ou d'électricité en cas de baisse momentanée de leurs besoins. C'est selon ce processus que les *hubs* gaziers britanniques ont été créés au cours des années quatre-vingt-dix (G. Heyvaert, 2001). Les producteurs de gaz avaient besoin de volumes en aval en cas de problèmes techniques sur leurs champs de mer du nord, et les producteurs d'électricité à partir de gaz avaient des quantités à vendre lors des baisses de demande d'électricité ou lorsque leurs centrales étaient en maintenance. Désormais, les premiers *hubs* physiques ont été remplacés par le *National Balancing Point*, *hub* virtuel par lequel l'ensemble du gaz négocié au Royaume-Uni est censé transiter. Cette solution permet de gérer à la fois les transactions et le transport.

En Europe, la dérégulation a encouragé la densification du réseau de transport : les producteurs de mer du nord, principalement des compagnies pétrolières, forment des *joint-ventures* dans le but de poser des canalisations. Ainsi ont été mis en service presque simultanément, en octobre 1998, l'Interconnector, qui relie le Royaume-Uni à la Belgique, et le Norfra qui relie les champs de production norvégiens à Dunkerque. Leurs capacités de transport respectives sont de 20 Gm³/an et de 15 Gm³/an. La mise en service de ces gazoducs a été accompagnée de celle de conduites destinées à renforcer les réseaux nationaux des pays desservis et à réexporter. Ainsi l'Interconnector a-t-il été prolongé vers les Pays-Bas et l'Allemagne par les gazoducs VTN/RTN, puis jusqu'au réseau de Wingas par le Wedal, afin de permettre le développement d'une offre concurrente à celle de Ruhrgas d'une part, et de rendre possible des accords directs entre producteurs et consommateurs d'autre part. Le Norfra est, quant à lui, connecté à l'artère des Hauts de France, et le sera, à partir de 2001, à l'artère des Marches du Nord-Est qui permettra le transit de gaz norvégien vers l'Italie. Au sud, l'achèvement de la canalisation reliant l'Algérie à l'Espagne via le détroit de Gibraltar et le développement des échanges de gaz naturel liquéfié multiplient également les possibilités d'approvisionnement.

Le nombre d'offreurs et les volumes de gaz qui peuvent accéder au marché européen sont donc de plus en plus importants. Cette augmentation de la liquidité en amont va faciliter la mise en place de marchés spots et de produits dérivés permettant une couverture plus efficace des risques prix.

C'est dans la zone Benelux, Allemagne et nord de la France que le potentiel de développement de places de marché est le plus important : le réseau est très dense, les opérateurs sont nombreux, la demande est importante et les stockages sont nombreux. En outre, l'Interconnector permet désormais d'arbitrer entre le continent et le Royaume-Uni, ce qui a notamment permis aux cotations spot britanniques de se transmettre au continent. Cela entraîne de gros mouvements spéculatifs de la part

des opérateurs entre le *hub* de Zeebrugge et la Grande Bretagne, où les cours sont tendanciellement plus élevés.

Le National Balancing Point britannique

Le développement de la production d'électricité au gaz dès le début des années 90, et la volonté des électriciens d'acheter directement leur combustible auprès des producteurs de mer du nord a permis l'émergence d'un marché d'ajustement. Les opérateurs électriques voulaient revendre leurs excès de gaz, et les producteurs souhaitaient pouvoir combler les déficits d'offre en cas de problèmes techniques sur leurs gisements. La régulation de l'ATR, qui impose aux opérateurs d'équilibrer offre et demande sur une base journalière, et un excès de gaz sur la scène britannique à partir de 1995 ont également contribué à la mise en place de marchés spots au niveau des terminaux de Bacton et de St Fergus.

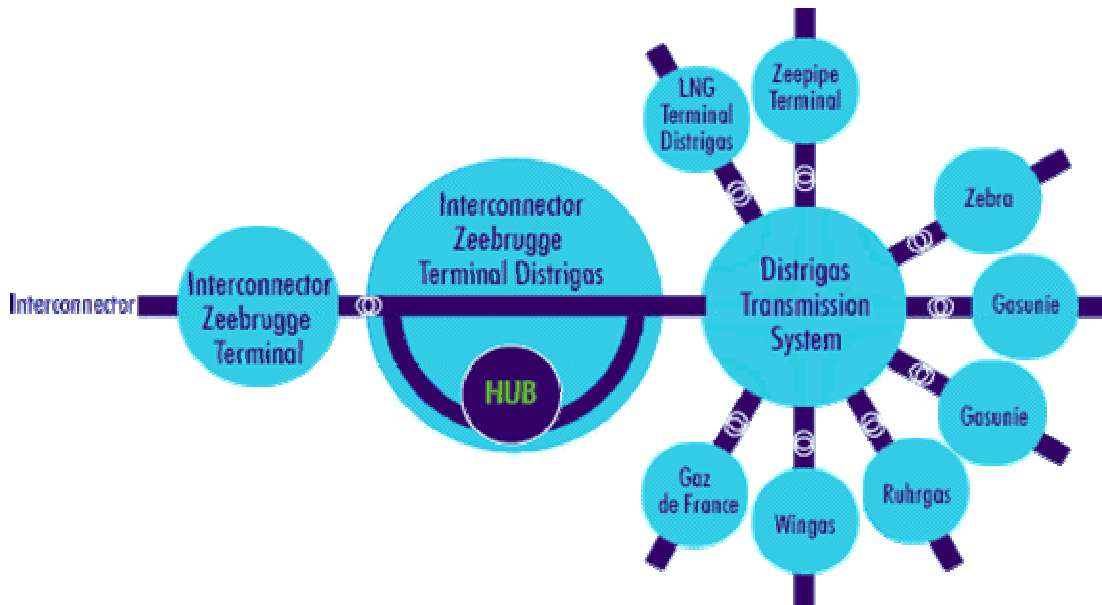
L'organisme central de gestion du réseau a alors créé, en 1996, le National Balancing Point (NBP), premier *trading hub* d'Europe. Le NBP est un point virtuel sur le réseau par lequel transitent en théorie l'ensemble des volumes échangés, où offre et demande sont maintenus en équilibre. Les livraisons y sont garanties, et l'International Petroleum Exchange a contribué à la mise en place d'un système de cotation électronique et le développement de contrats standards « day ahead » ou futures. Les indices du NBP sont devenus des références sur lesquelles de plus en plus de contrats long se basent. La cotation britannique est également utilisée en Europe continentale, depuis la connexion des deux marchés par l'Interconnector.

Le hub de Zeebrugge

La Belgique et le nord de la France sont aujourd'hui deux plaques tournantes du commerce international de gaz en Europe. Avec la convergence de l'Interconnector et du Zeepipe, la proximité de Groningen et d'un terminal GNL, il était naturel qu'un *hub* soit installé à Zeebrugge. Créé en 1998, le *hub* de Zeebrugge est géré par un opérateur indépendant, Huberator, qui propose un nombre encore limité de services : la mise en relation des offreurs et des demandeurs, le « title tracking », c'est-à-dire la gestion de la propriété des volumes de gaz, et le dispatching de gaz. Il n'existe pas encore de produits dérivés ou de contrats à terme. Les contrats ont été standardisés en 1999, ils vont aujourd'hui du spot (jour pour le lendemain) jusqu'à des contrats à terme à trois ans. Avec 67 Gm³ échangés en 2001 par 20 traders actifs, le *hub* de Zeebrugge n'est pas suffisamment liquide pour proposer des produits de couverture sophistiqués. Les possibilités d'arbitrage y sont beaucoup plus limitées que sur le NBP. De plus, le *hub* de Zeebrugge est fortement dépendant du *hub* britannique : il existe une très forte corrélation entre les cours spots des deux marchés. Cela s'explique par les stratégies d'arbitrage des opérateurs via l'Interconnector. Le *hub* de Zeebrugge est en fait peu fiable. Ne disposant pas de capacités de stockage suffisantes, il est la merci de problèmes techniques sur les canalisations venant de mer du nord ou du Royaume-Uni. Toute interruption se traduit par des pics de prix. Ce fut notamment le cas au cours de l'été 2002, lorsque

l'Interconnector a dû être mis hors service en raison d'un problème de qualité de gaz du côté britannique¹⁴.

Figure 4. Le hub de Zeebrugge



Les projets de hub à Emden/Oude-Bunde

Les défauts du hub de Zeebrugge poussent certains traders à douter de l'arrivée à maturité de la place de marché belge. Ils voient dans le développement d'un hub dans la région d'Emden, sur la frontière germano-néerlandaise, la véritable initiative susceptible de déboucher sur un marché mature et efficient dans un avenir relativement proche. Cette région est en effet à l'arrivée des pipelines reliant la mer du Nord norvégienne à l'Allemagne, elle est à proximité du champ de Groningen et de nombreux stockages sont déjà en place. Fin 2002, deux projets sont en concurrence : Eurohub et Hubco. Le volume de transactions augmente progressivement (5Gm3 par an), et les services proposés sont de plus en plus complets.

Le développement de marchés spot est indispensable à une bonne adéquation entre offre et demande dans un contexte concurrentiel. Il doit conduire à la création d'un réseau où offre et demande peuvent se rencontrer dans des conditions de transparence et de liquidité comparables à celles existant sur les places pétrolières. Les contrats consistent en des lots définis en valeur calorifique livrables en plusieurs points d'entrée sur le réseau de transport. Il s'agit donc d'un marché à terme purement physique sur lequel le terme des contrats court d'une journée – transactions spot – à plusieurs mois.

¹⁴ Le taux de liquides était très élevé, et incompatible avec les standards de qualité en cours sur le continent.

c) *L'impact du trading sur la qualité et la transparence de l'information*

Le développement des places de marché est un facteur déterminant pour la circulation de l'information et pour sa qualité. L'émergence des sites de négoce est, selon la théorie, une garantie d'amélioration de la transparence des marchés : ils permettent une meilleure adéquation entre offre et demande, le prix étant représentatif de la nature de l'équilibre à un instant donné. L'adéquation entre cours et coût marginal devrait donc être assurée.

Mais la croissance du négoce intermédié pose plusieurs problèmes, le premier étant, paradoxalement, le risque de déconnexion entre le prix final et le coût de production. En effet, si la configuration du marché n'est pas optimale, alors, comme le prix est avant tout le révélateur d'un équilibre à court terme entre offre et demande, il peut y avoir pendant certaines périodes soit surcapacité, ce qui se traduit par un prix inférieur au coût de production (cas anglais), soit sous-capacité, qui a pour conséquence des prix supérieurs aux coûts. La probabilité qu'il y ait effectivement adéquation entre prix et coût marginal est donc relativement réduite. De tels épisodes sont très probables étant donné le temps nécessaire à l'ajustement des infrastructures à la demande.

Autre problème : la déconnexion entre producteurs et consommateurs. Les producteurs vendent en effet leur énergie sur des places de marché anonymes, ils ne vont donc pas agir en fonction d'une demande explicite, mais d'un équilibre qui leur échappe, révélé par l'interface de la bourse. Du côté de la demande, le consommateur n'a pas la possibilité d'accéder à l'information en temps réel, donc de connaître a priori le prix du bien qu'il achète. La qualité de l'information de l'utilisateur tend donc, paradoxalement, à diminuer avec le développement des bourses de gaz et d'électricité.

De plus, les bourses de gaz et d'électricité rendent l'exercice de pouvoir de marché beaucoup plus facile que dans un contexte de contrats bilatéraux décentralisés. Là encore, l'anonymat des transactions joue un rôle déterminant : les opérateurs peuvent, à partir de leur outils de production, jouer sur l'équilibre global du système et donc devenir, au moins par moment, price maker. Si les opérateurs réussissent à se coordonner, alors ils ont la possibilité de manipuler le marché à leur gré, comme ce fut le cas en Californie. La preuve de la collusion est alors très difficile à construire. L'information du régulateur n'est donc pas nécessairement améliorée par le développement du *trading*.

3. Le processus de déconstruction-reconstruction des chaînes de valeur

Dans l'énergie comme dans un grand nombre de secteurs d'activité, on assiste à ce que J.-M. Chevalier (2001) ou P.-J. Benghozi (2001) appellent « *déconstruction / reconstruction des chaînes de valeur* ». Cette expression illustre bien les mouvements stratégiques que connaît le monde industriel à l'heure actuelle : les relations traditionnelles au sein et à l'extérieur des firmes sont repensées et réorientées afin d'améliorer la rentabilité des différentes activités, c'est-à-dire de maximiser la création de valeur du point de vue des propriétaires de l'entreprise. Sur les marchés gaziers et électriques, on assiste au développement d'une lutte pour la captation des

rentes au sein des filières, alors que celles-ci étaient historiquement réparties entre les différents acteurs dans le cadre de relations de long terme.

Dans les cas du gaz et de l'électricité, la première conséquence de la libéralisation, dont l'origine est principalement réglementaire, est la séparation comptable (comme l'imposent les directives européennes sur l'électricité et le gaz) ou juridique (par la création de plusieurs firmes indépendantes) des activités complémentaires. Pour les marchés pétroliers, la désintégration est d'une autre nature : les différentes activités se sont trouvées séparées par l'apparition de marchés intermédiaires pour le pétrole brut d'une part, et pour les produits en sortie de raffinerie d'autre part.

a) Déverticalisation et multiplication des maillons

Si, sur les marchés pétroliers, la déverticalisation, c'est-à-dire le dégroupage des activités complémentaires, est une conséquence de l'évolution de l'organisation des chaînes de valeur, pour les énergies de réseau, elle est une condition préalable à la libéralisation. La fin des relations exclusives et l'ouverture à la concurrence fait donc apparaître de nouveaux marchés pour les entrants potentiels, à la fois en amont et en aval, ainsi que de nouvelles fonctions. La multiplication des opportunités et l'anticipation sur un déclin des relations de long terme conduisent à la création de nouveaux modes de négoce et de commercialisation, notamment par l'apparition de places de marché pour le gaz naturel et de bourses ou de pools pour l'électricité¹⁵ (Figure 3). De nouveaux maillons viennent donc s'intercaler au sein des chaînes de valeur initiales, entre ou parallèlement aux maillons traditionnels.

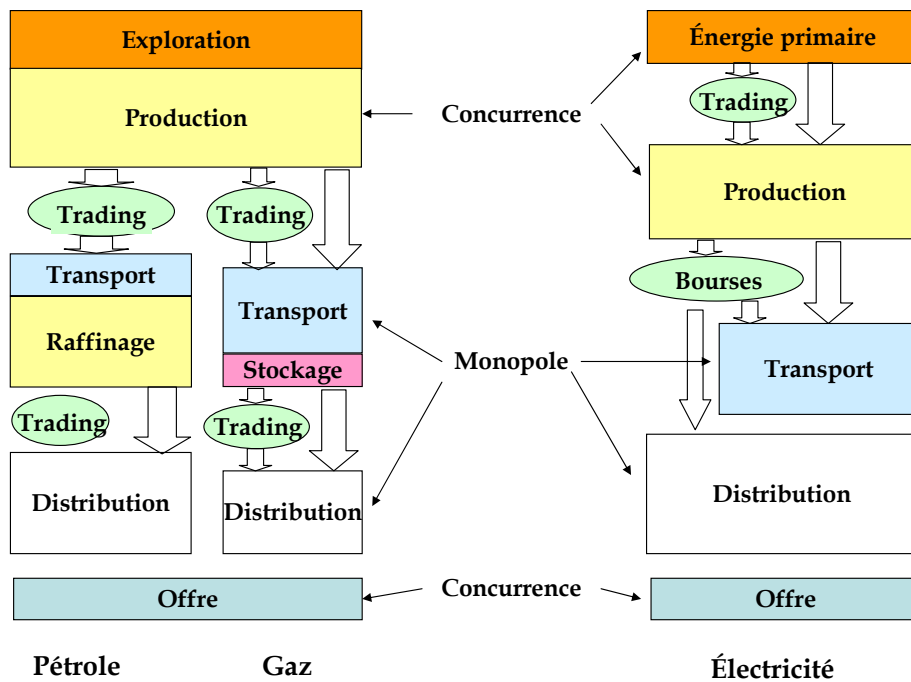
Dans le même temps, avec les progrès de la génération électrique au gaz naturel, il y a convergence des chaînes de valeur électriques et gazières. La convergence se joue également au sein des firmes qui sont désormais, pour beaucoup, multi-énergies et multi-services¹⁶. Elle s'opère ici par l'utilisation en commun d'un certain nombre de fonctions de soutien comme la gestion du personnel ou les achats. La recherche de synergies touche également la politique marketing avec l'utilisation d'une seule marque pour la commercialisation de services complémentaires, comme c'est le cas pour l'opérateur britannique Centrica, qui vend du gaz et de l'électricité sous la marque British Gas, très populaire outre-manche. Donc, les marchés et la technique rapprochent les chaînes de valeur verticalement pendant que la gestion stratégique les rapproche horizontalement.

En aval, les offreurs cherchent de nouveaux moyens de gagner des parts de marché et de s'approprier des « niches ». Les contrats d'approvisionnements indifférenciés d'autrefois (les clients choisissaient parmi un nombre limité de formules tarifaires), laissent place à un ensemble de produits pour lesquels les consommateurs peuvent s'adresser à des fournisseurs différents. L'électricité est sans doute là l'exemple le plus intéressant.

¹⁵ La nature des places de marché dépend des choix réglementaires opérés par le régulateur.

¹⁶ La stratégie des firmes énergétiques est étudiée plus en détails au paragraphe C.

Figure 5. La dé-verticalisation des chaînes de valeur



b) Des forces contradictoires

Comme le montre la figure 4, la chaîne de valeur se scinde horizontalement avec la différenciation de la base, de la semi-base, de la dentelle, etc. Cela signifie que, selon l'heure à laquelle ils sont produits, les kWh ou les mètres cubes de gaz peuvent donner lieu à différents marchés, ce sont des produits spécifiques. Par exemple, un consommateur peut s'adresser à plusieurs fournisseurs différents pour le « ruban » (approvisionnement de base, constant au cours du temps) et faire appel à d'autres producteurs ou s'approvisionner sur les marchés pour le reste de leur consommation. Dans ce cas, les techniques de facturation selon l'heure de consommation (systèmes heures pleines/heures creuses) mises en place par les monopoles sont remplacées par plusieurs marchés complémentaires. De même sur les marchés gaziers, certains gros consommateurs industriels cherchent à différencier leur approvisionnement de base et la modulation, et faire appel à plusieurs fournisseurs. La nature des contrats sera alors très différente selon les types de produits et l'aversion au risque-prix des consommateurs : la base se prête surtout aux contrats bilatéraux (plusieurs mois), tandis que la pointe aura tendance à donner lieu à des transactions sur des marchés organisés.

De même chaque service aval - facturation, gestion de courbe de charge, recouvrement, etc.- est susceptible de donner lieu à un marché où seraient mis en concurrence plusieurs offreurs. Dans ce cas, il s'agit avant tout de procédures d'externalisation de certaines fonctions de la part des fournisseurs d'énergie, davantage que d'une mise en concurrence à l'initiative des consommateurs. Dans le

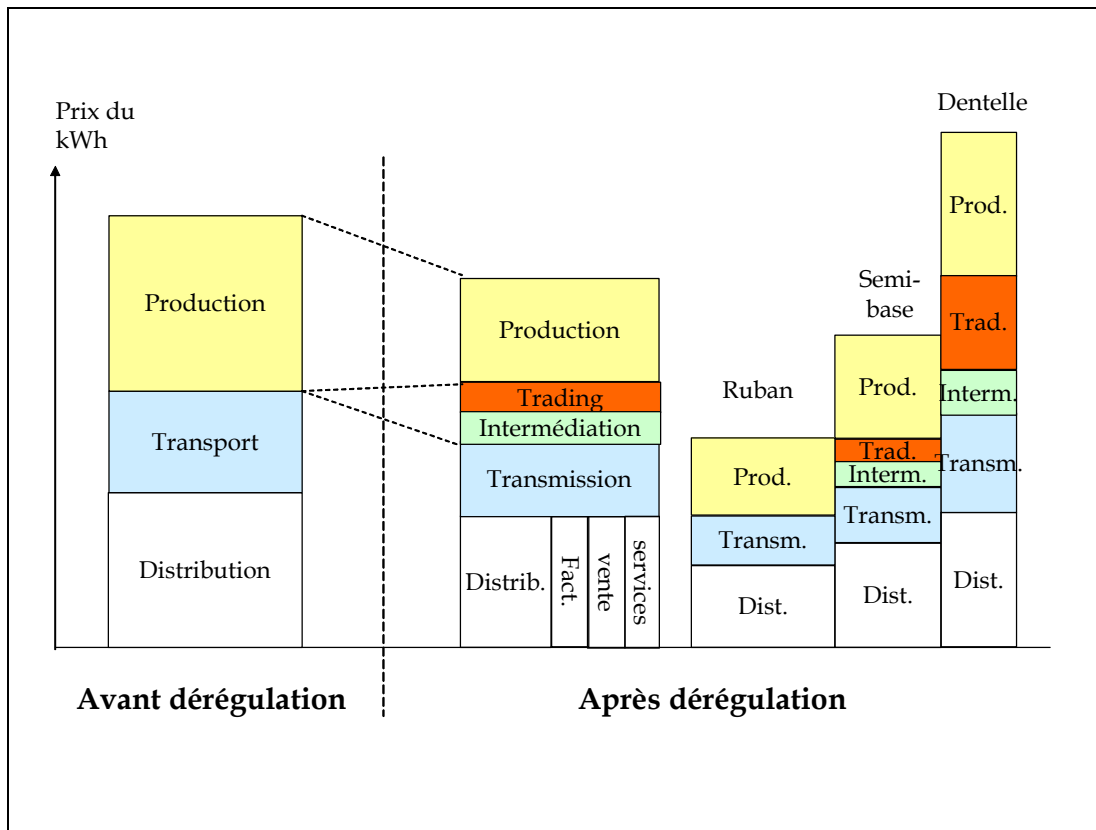
même temps, on constate une tendance des opérateurs à regrouper des offres pour proposer des produits « multi-services », alliant électricité, gaz, voire télécommunications, traitement de déchets, entretien de matériel, etc. De nombreux opérateurs ont adopté cet axe stratégique, principalement autour de la convergence gaz-électricité. Les fabricants de matériel cherchent également à se positionner sur ces nouveaux marchés. Par exemple, la firme française Thion, spécialisée dans la commercialisation de systèmes de cogénération au gaz, propose de l'électricité comme produit associé à de la chaleur et de la vapeur, voire à du retraitement de déchets. L'électricité vient alors valoriser des services annexes, en permettant aux utilisateurs de devenir indépendants par rapport au réseau, voire de devenir offreurs de courant. Mais, depuis la crise de la nouvelle économie, certains opérateurs, comme Scottish Power, ont fini par abandonner des politiques « multi-utilities » trop ambitieuses pour se recentrer sur leur métier de base.

Les marchés énergétiques sont donc animés par un ensemble de forces opposées qui tendent d'une part au morcellement, à l'éclatement, principalement sous l'impulsion de la dérégulation et des stratégies d'externalisation des opérateurs, et d'autre part à l'intégration et à la fusion, par la volonté des acteurs de se positionner sur plusieurs marchés complémentaires (gaz et électricité, internationalisation), et être présents sur le plus grand nombre de maillons des chaînes de valeur, pour faire face à l'incertitude sur la localisation future des rentes. En outre, comme l'a souligné D. Newbery¹⁷, les libéralisations des marchés électriques et gaziers sont étroitement liées pour deux raisons : d'une part le gaz est le combustible utilisé dans la plupart des projets de centrales électriques, et d'autre part le coût de transport du gaz est moins élevé que celui de l'électricité. Des phénomènes de substitution du gaz à l'électricité pour des liaisons de grande distance sont donc clairement envisagés. En outre, si le gaz devient un combustible majeur dans le secteur électrique, alors des liens de plus en plus étroits se tisseront entre les prix de ces deux énergies.

En théorie, les prix doivent donc baisser pour les consommateurs finaux. Cela signifie que la mise en concurrence incite les opérateurs à gagner en efficacité, c'est-à-dire à réduire leurs coûts ou à profiter de synergies avec d'autres activités (multi-utilities). Ces baisses de coûts doivent concerner l'ensemble des maillons traditionnels des chaînes de valeur. Les coûts associés aux nouvelles activités que sont le *trading* et l'intermédiation doivent être inférieurs aux gains, notamment parce qu'ils sont censés améliorer l'allocation des ressources, donc réduire les gaspillages. Notons cependant que, lorsque l'on parle de baisse de prix, il s'agit avant tout du prix moyen de l'énergie. La dissociation des fournitures en base et en pointe, et le développement des transactions spot peuvent conduire à une forte volatilité sur certaines parties du marché, les pics de prix pouvant être très élevés. C'est notamment ce qu'on observe en Australie, avec un prix du kWh électrique en baisse en tendance, et des pointes qui peuvent atteindre 10000 dollars australiens par MWh.

¹⁷ Lors du colloque « Market power in power markets », Université Paris IX Dauphine, le 7 juin 2002.

Figure 6. La scission horizontale de la chaîne électrique



c) Les modifications internes aux entreprises

L'ouverture à la concurrence et le décloisonnement des marchés ont un impact direct sur les stratégies des entreprises, impact alimenté par des vagues de privatisation partielles ou totales des opérateurs historiques. Ainsi les transformations macroscopiques des chaînes de valeur ont-elles des conséquences sur le fonctionnement des entreprises, sur leur organisation interne et leur culture.

Deux facteurs alimentent les mutations internes : le basculement d'une approche quantitative des marchés vers une approche centrée sur la rentabilité d'une part, et les vagues de fusions-acquisitions qui animent aujourd'hui les marchés électriques et gaziers en Europe. Les firmes se concentrent désormais sur l'amélioration de la productivité et la création d'avantages compétitifs, dont les salariés sont les artisans. Elles doivent intégrer à leur structure des entités de nationalités différentes, de tailles variables, originaires de secteurs industriels aux cultures parfois éloignées.

Ainsi la remise en cause du fonctionnement des opérateurs historiques et du statut de leurs salariés est-elle inscrite dans la dérégulation voulue par l'Union européenne. Or rappelons que, dans de nombreux cas, les opérations de fusion-acquisition sont des échecs très coûteux. Les grandes fusions sont parfois réussies, mais dans la plupart des cas, les bilans sont mitigés voire très négatif. En 2001, on estimait que les douze plus grandes opérations s'étaient traduites, au final, par 800 milliards d'Euros de perte de valeur boursière¹⁸.

¹⁸ Chiffre cité par *Le Monde*, édition du 21 août 2001.

L'éclatement des opérateurs historiques a été, en Grande Bretagne, un moyen de faciliter le changement de statut des employés et le basculement vers des méthodes de management plus agressives. La multiplication des entreprises a éliminé de fait le principe de statut particulier pour les employés des firmes travaillant dans le gaz ou l'électricité, notamment en affaiblissant la capacité de mobilisation des syndicats. En outre, comme l'illustre très bien l'exemple de l'industrie charbonnière britannique, les gouvernements libéraux n'ont pas hésité à s'engager dans des conflits sociaux majeurs afin de mener à bien les réformes.

En France, la remise en cause des statuts du personnel d'EDF et de GDF fait davantage l'objet d'un débat public, portant sur leur légitimité, sur les inégalités qu'ils font naître dans la société. Il est intéressant de constater que le statut d'entreprise publique attise les critiques, les syndicats étant soupçonnés de sur-favoriser leurs membres. Or, y compris dans le secteur privé, d'une entreprise à l'autre, il existe de grandes disparités entre les conditions de travail, de rémunération ou encore de durée des congés. En outre, à statut équivalent, les rémunérations sont généralement moins élevées dans le secteur public que dans le secteur privé (c'est surtout le cas pour les cadres de haut niveau).

En stigmatisant les salariés, on risque de détruire les aspects positifs de l'ancienne organisation que sont le sentiment d'appartenance aux entreprises, donc la cohésion interne, et le sens du service public. Les opérateurs cherchent en effet à impulser une nouvelle culture en rajeunissant leurs effectifs, en adoptant des techniques de gestion du personnel valorisant davantage l'effort individuel. Cette évolution favorise la réactivité des structures, leur capacité d'adaptation à un environnement concurrentiel, mais risque également d'encourager les comportements opportunistes et les conflits internes (notamment entre jeunes et anciennes générations), voire de conduire à une baisse de la qualité de service. Ces tiraillements sont à l'image des contradictions entre l'énergie en tant que bien de première nécessité porteur de service public, et l'énergie en tant que bien économique banal, pouvant être laissé au marché.

Il ne faut donc pas sous-estimer les inconvénients d'une précarisation des employés des entreprises énergétiques. Si elles ne sont pas compensées par une augmentation de l'activité dans d'autres secteurs industriels, cette précarisation et la réduction des effectifs demandent la mise en œuvre de moyen de répartition autres que salariaux. Cette évolution a donc un coût social (prise en charge par la collectivité des indemnités de chômage, des pré-retraites), notamment parce qu'elle prive l'économie d'une espace de stabilité relativement protégé des aléas conjoncturels dont l'ensemble des secteurs tirent profit (base de consommateurs, prévisibilité du prix de l'énergie, etc.). L'approche micro-économique de l'organisation des marchés, dont est issue la dérégulation, ne permet pas de mettre en évidence de manière satisfaisante le fait qu'un coût est également un revenu. En réduisant le coût de l'énergie, on réduit les revenus des personnes et des entreprises qui travaillent dans ce secteur, donc leur capacité à consommer et à entretenir l'activité économique. Cette remarque est d'autant plus importante que, en 2001, alors que les risques de récession économique devenaient de plus en plus évidents, de nombreux analystes ont souligné l'importance de la consommation des ménages

pour soutenir l'activité¹⁹. L'action de la Commission est d'ailleurs marquée par un cloisonnement qui conduit parfois à des contradictions : pour dynamiser l'économie, la Commission entend protéger les intérêts des individus en tant que consommateurs grâce à la politique de concurrence qui, en contrepartie, les fragilise en tant que travailleurs.

¹⁹ Dans son édition du 17 novembre 2001, *Le Monde* titrait : « L'investissement en recul, l'économie suspendue à la confiance des ménages ».

III. LES NOUVEAUX ENJEUX STRATÉGIQUES POUR LES FIRMES ÉNERGÉTIQUES

Anciennement protégées, les firmes énergétiques sont aujourd'hui contraintes de s'adapter à un environnement instable et incertain, où leurs parts de marché sont susceptibles d'être attaquées par des opérateurs concurrents. Bien que de nombreux obstacles techniques et juridiques existent encore, le développement de la compétition semble inéluctable en Europe. Les entreprises doivent donc changer d'orientation stratégique et passer d'une logique initiale où leur rôle était clairement défini (assurer des approvisionnements en énergie abondants et de bonne qualité) à une logique de profitabilité et d'innovation afin de trouver de nouvelles sources de valeur ajoutée. C'est devenu, pour elles, le seul moyen de garantir leur pérennité à long terme. Mais aujourd'hui, l'axe stratégique majeur reste l'expansion d'une part vers de nouvelles activités complémentaires à leur métier de base, et d'autre part vers de nouveaux marchés, principalement par des prises de contrôle ou des prises de participation dans des opérateurs locaux.

Dans les énergies de réseau, les anciens monopoles doivent compenser les pertes de parts de marché qu'elles risquent de subir en raison de la dérégulation. Les réponses stratégiques mises en œuvre par les opérateurs sont **internationalisation**, **diversification**, avec le souci de mettre en œuvre des synergies et de conserver des compétences fortes sur leurs activités traditionnelles, et enfin **innovation**, en essayant de créer de nouveaux besoins pour le consommateur. Mais il ne s'agit que de grandes lignes directrices et il semble difficile d'identifier une stratégie générique, en dehors de la croissance externe.

Comme le constate J.M. Chevalier (1999), les firmes sont sorties d'une logique d'optimisation (relativement aisée dans l'ancien contexte monopolistique) pour adopter des stratégies d'adaptation à l'incertain. La survie même des entreprises est en effet en jeu : les moins performantes sont menacées de disparition soit par manque de compétitivité (l'écrémage du marché par des concurrents agressif remet en cause leur viabilité), soit par absorption par des entrants à la surface financière plus importante. On constate donc deux axes privilégiés :

- l'amélioration des performances économiques,
- l'intégration horizontale et verticale, principalement par croissance externe.

Le but est de développer des avantages compétitifs. Or les marges de manœuvre sont limitées : l'innovation est potentiellement limitée sur des marchés de commodités comme le gaz ou l'électricité, notamment parce que la qualité du produit échappe au producteur. Les réseaux fonctionnent par compensation²⁰ C'est en effet le gestionnaire de réseau qui

²⁰ Cela signifie que c'est l'égalisation entre injections et soutirages qui garantit l'équilibre du système, l'utilisateur ne pouvant pas identifier l'origine du gaz ou de l'électricité qu'il consomme.

1. L'impact de la dérégulation sur les stratégies des firmes

a) Les marchés pétroliers, un exemple pour le gaz et l'électricité ?

L'intensification de la concurrence sur les marchés pétroliers, antérieure à la libéralisation des marchés gaziers et électriques, répond à une logique propre. Avant le premier choc pétrolier, les firmes étaient organisées verticalement du champ de production à la pompe à essence : elles exploitaient les gisements, transportaient le brut, le raffinaient puis commercialisaient les produits au sein de leurs réseaux de distribution. Cette situation s'expliquait notamment par la grande concentration des réserves (au Moyen Orient), la facilité de leur mise en production et l'absence de marché international pour le brut. Mais les chocs pétroliers des années soixante-dix ont considérablement changé la donne. Ils se sont traduits par le développement rapide des transactions spot qui ont fini par supplanter les contrats d'approvisionnement de long terme. Désormais, ces marchés sont devenus une interface quasi-systématique entre les champs pétroliers et les raffineries. Les majors pétroliers, qui ne contrôlent aujourd'hui que 15% de la production mondiale de brut, passent par le *trading* pour écouler leur huile, et s'approvisionnent sur les marchés pour alimenter leurs raffineries. Cette stratégie leur permet non seulement de réaliser des gains sur la spéculation, mais encore d'acheter des bruts en fonction de leurs qualités intrinsèques²¹ et des besoins de leurs unités de raffinage.

La chaîne de valeur pétrolière, particulièrement complexe en raison de son morcellement et surtout de la multitude de qualités de bruts, du très grand nombre de produits et de la coexistence de plusieurs modes de négoce et de distribution, est l'une des premières à s'être ouverte à la compétition. Initialement, c'est-à-dire jusqu'aux « chocs pétroliers » des années soixante-dix, elle était totalement intégrée. Il n'existait pas de marché pétrolier à proprement parler : les compagnies produisaient, transportaient, raffinaient leur brut et commercialisaient leurs produits. Les relations commerciales étaient principalement fondées sur des contrats de long terme, les transactions spot n'étant que très marginales.

Les chocs pétroliers vont radicalement changer la donne : le premier choc provoque une fracture de la chaîne, l'amont est détenu par les pays producteurs, l'aval par les compagnies. On assiste alors à la multiplication des acteurs, à la création de nouveaux métiers : courtiers, traders, etc. La hausse des cours a provoqué un ralentissement de la demande, donc sont apparues des surcapacités au niveau du raffinage, d'où, parallèlement à la création de marchés pour le brut, apparition de marchés pour les produits finis.

Aujourd'hui, il y a un grand nombre d'acteurs, les prix sont très volatiles. Les contrats de long terme sont abandonnés au profit des marchés spot, forward et futures. L'information est devenue un enjeu majeur : pour avoir accès au bon prix, il est devenu essentiel de multiplier les sources d'information et de se doter d'outils de couverture contre les risques. Jusqu'à une période récente, la collecte de données était rendue très difficile par le caractère bilatéral des négociations et des échanges,

²¹ Il existe une multitude de qualités de pétroles bruts, plus ou moins lourds, dont la composition joue un rôle important sur les quantités des différents produits obtenus en sortie de raffinerie. Par exemple, l'essence est produite à partir de coupes légères, donc plus un pétrole est léger, plus il permet d'obtenir d'essence.

par téléphone ou par EDI. On compte aujourd'hui sur les TIC pour améliorer la transparence des marchés en sortant de cette logique bilatérale.

Les chaînes de valeur sont donc désintégrées, la quasi-totalité des transactions verticales passent par le marché, ou font l'objet d'indexations sur les cours internationaux, et les divisions raffinage se fournissent sur les places de négoce. De même, les capacités de transport font l'objet d'échanges sur des marchés organisés. Les produits sont ensuite soit commercialisés en interne, via le réseau propre aux entreprises, soit sont revendus sur des marchés spot régionaux. Les chaînes de valeur ont donc tendance à être de plus en plus complexes à l'échelle des compagnies, dont les activités sont aujourd'hui multi-énergétiques, internationales, où le *trading* occupe une place très importante. Les compagnies pétrolières deviennent donc de véritables holdings à l'échelle mondiale.

Le modèle de transformation de la filière pétrolière peut-il s'étendre aux énergies de réseau ? Va-t-on assister à une rupture des relations de long terme entre opérateurs complémentaires et à une interposition systématique de places de marché ? Les contraintes qui pèsent sur la commercialisation du gaz et de l'électricité, à la fois techniques et géopolitiques, entretiennent le doute pour plusieurs raisons. Sur les marchés gaziers, la dépendance croissante des pays industrialisés vis-à-vis de pays producteurs comme la Russie ou l'Iran, et la raréfaction des ressources domestiques risquent de conduire à une très forte concentration de l'offre, donc à un manque de liquidité sur les marchés organisés. Pour l'électricité, la coordination du réseau est complexe et, à l'image de la crise que subit à l'heure actuelle la Californie, les risques de manque d'investissements productifs et d'organisation de la pénurie par certains opérateurs sont réels. Il est donc probable qu'il y ait cohabitation de places de marché et de contrats de long terme, notamment avec des systèmes d'indexation des prix sur les cours spot ou à terme. Par exemple, on estime généralement à 20% la part du négoce que devraient capter les *hubs* gaziers en Europe.

Mais la différence fondamentale entre le pétrole et les énergies de réseau tient au degré de « stockabilité » des différents fluides. Dans le cas du pétrole, le segment transport n'est pas une infrastructure essentielle : il existe un véritable marché concurrentiel auquel tous les donneurs d'ordres ont accès sans discrimination. En dehors des questions de sécurité, il n'est pas besoin de réglementation spécifique visant à permettre la concurrence.

b) Un environnement de plus en plus complexe et risqué

L'ouverture à la concurrence s'accompagne, dans la plupart des pays, d'une ouverture aux entreprises étrangères voire d'une intégration internationale comme c'est le cas en Europe avec la création du Marché unique. La concurrence se développe également sur les marchés du gaz naturel selon des procédures comparables, ce qui ouvre de nouvelles possibilités de *trading* et d'arbitrage. Les entreprises, initialement protégées sur leur marché, sont donc dans un environnement beaucoup plus complexe – nouvelles procédures de transactions, nouvelle réglementation, etc. – et plus risqué. L'incertitude pèse sur les choix d'investissement, nous allons donc recenser les principaux risques auxquels les opérateurs sont exposés.

Le prix de vente de l'électricité

C'est le premier risque sur les marchés libéralisés. Les prix de l'électricité sont extrêmement volatiles et imprévisibles : en cas de surcapacités, ils tendent à s'aligner sur le coût marginal de court terme, inférieur au coût marginal de long terme qui prend en compte le coût de renouvellement des capacités de production. La stabilité des débouchés était l'un des atouts de l'ancien système, l'incertitude sur les prix de vente rend plus difficile la construction de scénarios et l'évaluation des projets d'investissements. Seuls les contrats de long terme permettent de préserver une certaine stabilité, à condition de ne pas indexer les prix sur les cours spot.

L'incertitude réglementaire

La dérégulation est un processus adaptatif, ce qui fait qu'il y a un manque crucial de lisibilité à long terme de l'environnement juridique des entreprises qui pèse sur leurs stratégies. Cette incertitude est d'autant plus grande que les gouvernements sont parfois tentés de prendre des décisions visant à protéger les intérêts de leurs champions nationaux, comme ce fut le cas en 2001 en Espagne ou en Italie qui se sont dotés de « lois anti-EDF » limitant les droits des entreprises publiques étrangères préservées de la compétition sur leur marché domestique.

Cette incertitude concerne également les choix futurs pour le respect des engagements pris dans le cadre des accords de Kyoto. La mise en place possible de nouvelles réglementations anti-pollution, de taxes sur les oxydes d'azote (NOx) ou encore la remise en cause des tarifs d'achat de l'électricité « verte ».

Le risque de prix du combustible

Le développement de la production d'électricité au gaz naturel, tendance lourde des marchés électriques dans le monde, accroît le risque de prix sur les combustibles des centrales. Ce risque est d'autant plus élevé que se développent des bourses de gaz naturel dans le cadre des processus de libéralisation des marchés gaziers. Il devient donc essentiel pour les opérateurs de pouvoir gérer ce risque en développant leurs capacités d'arbitrage (centrales bi-énergie) ou leurs compétences dans le secteur du *trading*.

Le risque climatique

Ce risque a toujours existé, mais pourrait devenir plus important avec le développement de l'électricité verte. Les parcs d'éoliennes sont en effet soumis aux aléas climatiques (intensité du vent), les opérateurs doivent donc se doter de systèmes de couverture contre ce risque nouveau. En outre, les dérèglements climatiques et la multiplication des catastrophes naturelles qui semblent se dessiner augmentent les risques de défaillance des systèmes en général (pénurie de ressources hydrauliques, pics de chaleur ou de froid exceptionnels, arrachement des lignes électriques, etc.). D'où la mise en place progressive de marchés de dérivés climatiques.

Le recours à la finance de marché

La dérégulation s'accompagne également d'une vague de privatisations qui se traduit par une montée en puissance des actionnaires dans les choix stratégiques des firmes. La question de la valorisation boursière des entreprises un élément majeur des choix des managers : il s'agit d'envoyer les bons signaux aux marchés qui, par essence, font preuve de peu de créativité en matière de gestion et sont soumis à des phénomènes de « mode ». Ce biais peut être aggravé par les stocks options qui intéressent directement les cadres dirigeants à la valeur de leur entreprise. Comme le montre l'affaire Enron, cela peut conduire à des choix risqués voire de nature à fragiliser dangereusement l'entreprise.

Le risque de disparition de l'entreprise

La dérégulation réintroduit sur les marchés électriques le darwinisme capitaliste qui veut que seuls les plus forts subsistent, qui participe de ce que J. Schumpeter appelait la « destruction créatrice ». La disparition des acteurs les moins efficaces est inscrite dans la libéralisation, cette disparition pouvant signifier faillite, mais plus vraisemblablement absorption par un concurrent. Ce risque est très élevé pour des opérateurs de petite taille, surtout avec l'arrivée sur leur marché de géants étrangers.

L'incertitude et le risque sont croissants pour les firmes, mais également pour les régulateurs. Comme le démontre la faillite d'Enron, les autorités de contrôle sont de plus en plus démunies face à des compagnies de plus en plus grandes, qui s'internationalisent, se diversifient et deviennent expertes dans l'exploitation des subtilités comptables. La dérégulation élargit le champ des possibles dans lequel les entreprises peuvent exploiter leur capacité d'innovation financière. Les moyens des pouvoirs publics étant limités à la fois géographiquement et matériellement, il leur est quasiment impossible d'avoir une connaissance suffisamment fine des stratégies des opérateurs pour déceler à temps les défaillances des systèmes ouverts.

Or l'incertitude et la complexité ont un coût. La montée des risques demande en effet de mettre en place des moyens de couverture contre les aléas, de développer des techniques d'assurance. Ces services, qu'ils soient proposés par les marchés (produits dérivés) ou par des entreprises spécialisées (compagnies d'assurance) ne sont pas gratuits, et réduisent les gains potentiels de l'intensification de la concurrence. De plus, la baisse de visibilité à long terme décourage l'investissement. Lorsqu'elles sont dans l'incapacité de se représenter le futur, les entreprises adoptent des comportements court-termistes qui, comme nous le verrons plus loin, peuvent être dommageables pour l'équilibre des systèmes électriques ou gaziers, et fragiliser la sécurité d'approvisionnement.

c) L'adaptation stratégique des firmes : priorité aux investissements financiers

La transformation des conditions de marché a radicalement modifié les stratégies des opérateurs. En Europe, dès le milieu des années quatre-vingt-dix, conformément aux enseignements de la théorie des marchés contestables, la menace d'une ouverture prochaine à la compétition les a incités à réduire leurs coûts et leurs prix, à rationaliser leur outil de production. Ainsi, d'après la Commission européenne, de 1995 à 1999, les prix ont baissé de 11% à 18% pour les industriels selon les pays,

baisse qui s'est accélérée avec la transcription de la directive en 1999. La baisse des coûts est donc devenue un axe stratégique majeur pour les différents groupes. Cela passe par des efforts de productivité, par des restructurations, par leur réorganisation interne avec, souvent, la remise en cause des statuts des salariés. Ces réformes sont généralement difficiles à mettre en œuvre tant elles vont à l'encontre des cultures de ces entreprises, traditionnellement très fortes.

Autre axe majeur, compenser à l'international les risques de pertes de part de marché dans leur pays d'origine. A l'image d'EDF, qui entend à terme réaliser 50% de son chiffre d'affaires hors de l'électricité en France, les grandes compagnies se sont engagées dans des stratégies de croissance externe, se livrant une concurrence acharnée pour la prise de contrôle des opérateurs de petite taille. Compte tenu des barrières à l'entrée qui subsistent dans la plupart des pays membres de l'Union européenne, le rachat d'entreprises locales est le moyen le plus sûr de rentrer. Ainsi comme le constatait déjà J. Percebois en 1999, on assiste à la constitution de groupes industriels de plus en plus importants avec, en perspective, la mise en place d'un oligopole électro-pétro-gazier en Europe.

Mais la compétition pour la prise de contrôle des opérateurs de petite taille tend à faire monter les prix, le ticket d'entrée sur les réseaux est donc de plus en plus élevé. Le cas britannique montre que, dix ans après le démantèlement du monopole électrique, les opérateurs étrangers sont entrés en force et ont pris le contrôle de la plupart des compagnies de production et de distribution, à l'image d'EDF, qui a racheté successivement London Electricity en 1999, puis Eastern Electricity début 2002, respectivement pour 3,1 et 2,1 milliards d'Euros, ou d'E.ON qui a acquis Powergen pour 15,3 milliards d'Euros fin 2001. Ainsi, à l'exception de quelques géants tels que EDF, E.ON ou RWE, voire Enel, Tractebel ou Endesa, la question même de leur existence se pose pour l'ensemble des opérateurs. Cette course à la taille critique pourrait bien donner naissance à un oligopole électrique en Europe à un horizon relativement proche.

On constate donc qu'à l'heure actuelle, les acteurs consacrent la majeure partie de leurs efforts d'investissement à la prise de participation dans d'autres firmes (à la fois dans l'Union européenne, en Europe centrale et en Amérique), afin d'asseoir une position concurrentielle solide et de diversifier leurs sources de revenu. Les sommes qui y sont consacrées sont considérables. EDF a en effet dépensé 7,9 milliards d'euros en acquisitions et prises de participation en 2001, mais enregistre une baisse de son résultat net pour la même année. La volonté de croître rapidement se traduit donc par des dépenses qui pourraient fragiliser les bilans de certains opérateurs.

Autre grande tendance, compte tenu de l'intérêt de la production d'électricité à partir de gaz naturel, les opérateurs cherchent à prendre position sur le marché du gaz, d'une part pour sécuriser leurs approvisionnements et proposer des offres multi-services à leurs clients, et d'autre part pour développer leur capacité d'arbitrage entre ces deux énergies. Par exemple, PowerGen est entré dans la distribution de gaz en rachetant Kinetica, tout comme Endesa qui a pris des participations dans Gesa Gas et Gas Aragon.

Certains électriciens cherchent également à se développer dans d'autres activités de réseau comme le téléphone ou l'eau. Par exemple, l'Enel est aujourd'hui devenu un opérateur téléphonique de premier plan en Italie. De leur côté, les Allemands

RWE et E.ON, après avoir fait une tentative dans les télécoms, se sont retirés pour chercher à se développer dans la distribution d'eau. Parallèlement à cette compétition acharnée, six des principaux électriciens d'Europe²², dont EDF, ont signé en mars 2001 un contrat d'assistance et de coopération mutuelle par lequel ils s'engagent à mettre en œuvre tous les moyens dont ils disposent afin de ré-alimenter les clients privés en cas de crises exceptionnelles.

Les opérateurs gaziers sont moins actifs que leurs homologues électriciens, peut-être en raison d'une tradition de non agression et de leur plus petite taille. Mais, à l'image de GDF, leur volonté de se développer est réelle. Ils comptent notamment sur la production de courant à partir de gaz pour faire leur entrée sur les marchés électriques, et développent leurs compétences dans le *trading*. Par exemple, GDF s'est associé à la Société Générale pour créer Gaselys, filiale spécialisée dans le négoce de gaz sur les nouveaux *hubs* comme celui de Zeebrugge. Centrica, opérateur gazier britannique issu du démantèlement de l'ancien monopole British Gas, compte aujourd'hui près de trois millions de clients pour l'électricité.

Encadré 1. L'exemple de Centrica

Parmi les entreprises gazières européennes, le Britannique Centrica est l'un des plus dynamiques. Né en février 1997 du démantèlement de British Gas (BG) dans le cadre de la dérégulation du marché anglais du gaz, Centrica a repris les activités d'offre de gaz et de services de BG, ainsi que la production de gaz sur les champs de North et South Morecambe. Depuis, le groupe a adopté une stratégie de développement à la fois vers l'amont, le *trading*, la vente de gaz, mais également dans l'électricité, les télécoms et les services financiers. Centrica est également présent sur le transit de gaz avec une participation dans l'Interconnector, et s'est positionné en Amérique du Nord. Aujourd'hui, Centrica gère six marques différentes :

- British Gas et Scottish Gas : fourniture de gaz et d'électricité, services associés, télécoms au Royaume-Uni ;
- Direct Energy (DE) et Energy America : offre de gaz et d'électricité en Amérique du Nord (respectivement au Canada et aux Etats-Unis) ;
- AA : services aux automobilistes (assurance, financement, contrôle technique, informations trafic, etc.) ;
- Goldfish : services financiers (cartes de crédit, prêts personnels, assurances, etc.).

L'utilisation de la marque British Gas est l'une des clés de la réussite de Centrica. Sa popularité auprès des consommateurs britanniques, la confiance qu'elle inspire a facilité la diversification vers l'électricité et les services associés.

Cependant, on constate aujourd'hui que, en dehors des producteurs (firmes pétro-gazières), les opérateurs gaziers sont devenus des cibles pour les géants de l'électricité. En Allemagne, Ruhrgas, première entreprise gazière privée d'Europe, est

²² Les compagnies ayant signé l'accord sont EDF, Electrabel, Endesa, Enel, E.ON et RWE.

en train d'être absorbé par E.ON. La volonté des électriciens d'entrer dans le secteur du gaz est d'autant plus forte que, avec le développement des cycles combinés, le marché du gaz sera directeur pour le marché de l'électricité. Les prix du mètre-cube conditionneront la rentabilité des centrales, et comme le souligne D. Newbery²³, les gaziers auront le pouvoir d'interdire l'entrée de nouveaux générateurs via les charges d'équilibrage. Ils auront donc la possibilité de distordre les marchés électriques.

2. Dérégulation et investissement en production d'électricité

La réduction des surcapacités étant l'un des principaux objectifs de la libéralisation, la question de l'investissement n'était pas directement évoquée. Comme le précise D. Finon (1997), avec l'arrivée à maturité des systèmes électriques, les pouvoirs publics ont cherché à créer des incitations à l'adaptabilité pour les opérateurs, et non plus à l'investissement. Il reconnaît même que, au moment de la mise en œuvre des premières réformes, l'efficacité des incitations à investir en système dérégulé restait une inconnue. Le pari était le suivant : si les marchés devenaient efficient, ce qui était clairement envisagé, alors il n'y aurait pas de problème d'adaptation de l'offre à la demande. Sans que le processus de déclenchement des investissements ne soit analysé rigoureusement, l'idée selon laquelle le marché enverrait les signaux de nature à déclencher les décisions d'investir de la part des opérateurs était généralement admise. Comme le résumait L. Kirsch et R. Rajaraman (2001), selon la théorie, l'appât du gain doit conduire l'industrie électrique à investir dans de nouvelles capacités de production, l'augmentation des prix, signe de rareté, étant censée intervenir suffisamment tôt pour que l'investissement soit réalisé avant que de réels problèmes de pénurie n'apparaissent.

a) La « rationalisation » de l'exploitation du parc de centrales

H. Averch et L. Johnson (1962) ont montré que les excès de capacité de production sont un des effets prévisibles de l'organisation monopolistique des systèmes électriques. Résoudre ce problème est l'un des principaux objectifs de la libéralisation, en poussant à la rationalisation de l'exploitation des parcs de production. Selon M. Maloney (2001), le taux d'utilisation des centrales devrait passer d'environ 50% initialement à plus de 70%, voire 80%. Cela tient non seulement à une plus grande efficacité de la gestion de l'outil de production, mais encore à la modification du comportement des consommateurs. Si le prix révèle l'équilibre offre-demande, alors on doit assister à un lissage de la courbe de charge (report d'une partie de la consommation de pointe vers les périodes de basse demande), d'où une réduction des chutes momentanées de la demande, donc de la fréquence d'arrêts des centrales, ce qui se traduit par une baisse des coûts unitaires. Mais cette évolution exclut les unités les moins performantes, celles qui ne peuvent exploiter d'effets

²³ Dans une allocution prononcée lors de la 25^{ème} conférence annuelle de l'IAEE, 26-29 juin 2002, Aberdeen (Ecosse)..

d'échelle. Ainsi, à court terme, l'introduction de la compétition doit se traduire par une baisse de la capacité installée, donc par une réduction des capacités de réserve²⁴.

Or les capacités de réserve sont très importantes pour garantir la continuité de l'approvisionnement en cas de défaillances de centrales ou de problèmes techniques sur le réseau. Il est très délicat de juger de leur niveau pour plusieurs raisons. D'une part, le taux de réserve peut être interprété comme un arbitrage entre coût et sécurité d'approvisionnement. Un taux de réserve élevé pourra alors traduire non pas une inefficacité, mais une plus grande aversion au risque de rupture. D'autre part, les capacités de réserve en production n'ont de sens que ramenées au réseau de transport-distribution : un réseau performant permet d'organiser des compensations géographiques (les zones excédentaires comblent les déficits de production des régions voisines). Ainsi il peut être préférable d'avoir un taux de réserve limité moyennant de très bonnes interconnexions qu'un taux élevé associé à un réseau de faible qualité.

En 1999, d'après l'Agence Internationale de l'Energie, la majorité des pays d'Europe avaient un taux autour de 30% (Allemagne, France, Grèce, Pays-Bas), certains dépassant 40% (Italie, Danemark, Espagne, Portugal). En revanche, sur les marchés dérégulés, les taux avoisinaient 20% (Royaume-Uni, Suède, Finlande). C'est aux Etats-Unis que la chute a été la plus spectaculaire pour atteindre 16% en 1999. Or il est généralement admis que les capacités de réserve doivent être de 15% à 25%, ce qui tendrait à confirmer que la libéralisation des marchés électriques conduit à une amélioration de l'utilisation des capacités de production déjà existantes. Aux Etats-Unis, le taux de disponibilité des centrales à charbon est passé de 76% à 81% de 1984 à 1993, et le taux d'utilisation des centrales nucléaires a progressé de 70% à 80% de 1991 à 1998. On retrouve cette tendance sur l'ensemble des marchés libéralisés (Royaume-Uni, Scandinavie, Australie), tendance que l'AIE attribue conjointement au progrès technique (baisse du temps nécessaire au rechargement des centrales et à la maintenance) et aux pressions concurrentielles.

Peut-on qualifier ces évolutions de vertueuses ? La baisse des capacités de réserve d'une part augmente le risque de rupture d'approvisionnement, et d'autre part alimente la volatilité des prix. En outre, comme le constate J. Ciccone (2001), cette baisse peut provenir d'une insuffisance d'investissement face à l'augmentation de la demande. Dans le cas des Etats-Unis, il montre que la libéralisation mise en œuvre dans 24 états s'est traduite, ces dix dernières années, par une augmentation des prix de court terme due, notamment, à une insuffisance de capacités de production face à la forte augmentation de la demande. La croissance de la consommation était de 2 à 3% par an alors que les prévisions faite par le North American Electric Reliability Council en 1990 tablaient sur une progression de 1,8%. Compte tenu de l'insuffisance d'investissement, les capacités de réserve, comprise entre 25% et 30% entre 1978 et 1992, sont tombées à moins de 15% pour l'ensemble des Etats-Unis aujourd'hui. Les ruptures d'approvisionnement ne concernent pas uniquement la Californie, mais touchent la Nouvelle Angleterre, New York et les états du sud-ouest.

En conséquence, condamner la tendance présumée des monopoles à sur-investir, ce n'est pas simplement condamner des inefficacités, mais remettre en cause le statut

²⁴ Les capacités de réserve représentent la différence entre la capacité de production totale et la demande de pointe maximale.

du bien « électricité », qui se rapproche alors d'un bien de consommation banal. La « rationalisation » du parc de production peut alors être interprétée soit comme une baisse de l'aversion au risque de rupture d'approvisionnement et l'acceptation d'une plus grande volatilité des prix, soit comme la conséquence d'erreurs de prévision des besoins²⁵.

b) Les contraintes qui pèsent sur l'investissement

Mais pour que les investisseurs réagissent aux signaux de marchés de manière appropriée, un certain nombre de conditions doivent être remplies. La première est la liberté d'investir. Or, dans son analyse de la situation américaine, J. Ciccone insiste sur le comportement des régulateurs qui, face au surplus de capacité des années 80, ont contraint les opérateurs à pratiquer des prix tels qu'ils ne leur permettaient pas de récupérer les coûts engagés pour la construction de nouvelles centrales. Cela s'est traduit par un retard dans les décisions d'investissement. Ce phénomène est aggravé par l'obsolescence croissante des réseaux qui arrivent souvent à saturation. Mais les besoins de nouvelles capacités de transmission seront difficiles à satisfaire compte tenu des autorisations à obtenir et des groupes de pression – le « not in my backyard » (NIMBY). Le NIMBY s'est également amplifié concernant les nouvelles unités de production car, sous régime monopolistique, convaincus que la centrale serait configurée en fonction de leurs besoins, les riverains en acceptaient beaucoup plus facilement la construction. La « commoditisation » de l'électricité en a donc augmenté le coût social. A n'en pas douter, des phénomènes comparables seront observés en Europe – c'est déjà le cas pour la construction de fermes éoliennes : les riverains, qui refusent de voir leur environnement enlaidi, s'opposent généralement aux projets.

De plus, la qualité des signaux dépend fortement de la nature de la réglementation, et en particulier de la tarification de l'ATR. En effet la localisation géographique des centrales n'est pas neutre pour le réseau : pour éviter la rupture, il est important de s'assurer que les capacités de transmission sont suffisantes. Pour inciter les opérateurs à investir là où des besoins existent, il faut avoir une tarification qui révèle le coût réel d'acheminement du courant, ce qui passe par des tarifs nodaux ou zonaux difficiles à calculer concrètement. De plus, la congestion est rémunératrice pour le transporteur qui n'est alors pas incité à éliminer les goulets d'étranglement. En outre, comme les décisions d'investissement des producteurs sont prises indépendamment du gestionnaire de réseau, ce dernier doit s'adapter *a posteriori* aux décisions individuelles. La probabilité que des choix éclatés conduisent à un optimum collectif est alors très faible.

c) Signaux de marché et investissement

Dans l'ancien système, les prévisions de demande dirigeaient l'investissement, les décisions étant prises dans le cadre d'une réflexion globale, à l'échelle du système. En milieu concurrentiel, les opérateurs effectuent leurs choix de manière décentralisée à

²⁵ Il convient cependant de remarquer que la demande n'est pas une variable exogène pour le producteur, mais que le comportement futur des consommateurs est étroitement lié aux caractéristiques de l'offre.

partir du prix du kWh. Ainsi, dans une logique de maximisation du profit, la pénurie suscite l'investissement lorsqu'elle est révélée par le marché. La capacité d'anticipation des opérateurs dépend de leur aversion au risque, de la qualité de l'information et de leur interprétation des signaux de marché.

Le processus de décision consiste à identifier les faiblesses des marchés, c'est-à-dire les défauts qui font apparaître des rentes potentielles. Il s'agit alors d'exploiter des niches ou d'utiliser les problèmes de congestion qui, sur des marchés dérégulés organisés autour de marchés spots, se traduisent par des pics de prix. Une fois les opportunités identifiées, les opérateurs les exploitent rapidement, avant que d'autres ne cherchent à en profiter, ou avant que la réglementation ne s'adapte. Distinguons deux types d'opportunités :

- un déficit géographique de production, qui peut être dû à un problème de congestion sur le réseau. En supposant que les agents soient libres d'investir, alors la décision est, toutes choses égales par ailleurs, relativement peu risquée. Les incitations tiennent donc en grande partie au mode de tarification de l'ATR. Par exemple, le « timbre poste » élimine naturellement ce type de stratégie. Enron était en pointe dans ce type de stratégie. Il identifiait des zones en situation de pénurie où il construisait une centrale (généralement un cycle combiné à gaz) qu'il opérait ou finissait par revendre selon l'évolution des prix. Il privilégiait alors des unités de taille moyenne, construites rapidement, et n'hésitait pas à en sous-traiter la gestion, dans une recherche constante de flexibilité.
- Des pics de prix fréquents, qui peuvent intervenir y compris lorsque le prix moyen est relativement bas. Les opérateurs installent alors des unités de production très souples qui produisent lorsque ces pics apparaissent. Ce sont généralement de petites centrales qui représentent des investissements relativement limités en volume, avec de forts coûts variables. Le coût de production est relativement secondaire compte tenu du prix de vente. Par exemple, la Société Générale a fait construire une centrale très flexible de 20 MW en Australie (marché soumis à un pool obligatoire) dont elle reste locataire pour cinq ans avec des options de sortie du projet, mais également de rachat ou de déplacement géographique. Le donneur d'ordre paie un loyer et les coûts variables, et récupère la valeur de l'électricité. Compte tenu des prix australiens²⁶, malgré des coûts compris entre 100 et 150 euros par MWh, la centrale est rentable pour une durée de fonctionnement inférieure à 250 heures par an.

Les projets longs de grande taille sont donc fortement pénalisés par les coûts fixes, et par la très forte incertitude sur les prix futurs. Ils sont d'autant plus pénalisés qu'ils sont soumis aux incertitudes suivantes (en plus des risques déjà cités) :

- l'incertitude technologique : c'est le risque qu'un choix technologique soit rendu obsolète prématurément par l'arrivée à maturité d'une nouvelle technique. Par exemple, dans le cas des réacteurs nucléaires EPR, le risque technologique est tel (projets à très long terme, dont la viabilité économique est incertaine), seul un

²⁶ Les pics de prix peuvent dépasser 5000 dollars australiens par MWh (le plafond fixé par le régulateur a été récemment remonté à 10000 AU\$), pour un prix moyen de 56 AU\$/MWh.

engagement de la collectivité peut permettre à ce projet d'être mené à bien. Il s'agit d'un pari sur l'avenir (besoins futur, acceptation du nucléaire, solutions techniques pour le traitement des déchets) qui ne peut être assumé par le seul secteur privé, dans un domaine où les efforts de recherche et développement sont considérables.

- L'incertitude politique : une technique jugée propre aujourd'hui peut être condamnée demain pour des raisons environnementales. C'est un risque qui pèse très fortement sur le nucléaire. De même, des choix de politique énergétiques futurs (comme des tarifs d'achat du kWh, des subventions, de nouvelles taxes, etc.) peuvent menacer la compétitivité du projet.

L'incertitude et les exigences de rentabilité poussent les opérateurs à privilégier des investissements courts, dans de petites unités de production. Dans les premières phases de développement de la concurrence, les prix chutent parfois au point d'être inférieurs aux coûts de production. Ainsi, au moins dans un premier temps, il y a un risque de déséquilibre des parcs de production vers la pointe, donc, à plus long terme, d'augmentation du coût de l'électricité. Pour conserver des systèmes équilibrés, il semble donc indispensable de réduire l'incertitude pour les investisseurs, notamment en favorisant les contrats de long terme qui garantissent des revenus aux opérateurs (les marchés spot servant alors principalement à l'ajustement).

Le cas des énergies renouvelables

Sur des marchés ouverts à la concurrence, comment susciter des investissements bons pour la collectivité mais non rentables, comme c'est le cas de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ? Les investisseurs font face à deux grands risques : le risque de prix du kWh et le risque climatique. Le premier est résolu par des subventions (prix d'achat garanti par exemple) qui garantissent le retour sur investissement. Le risque climatique est plus gênant car il rend la production assez aléatoire (dépendante de la force du vent pour l'éolien, de la luminosité pour le solaire ou, dans une moindre mesure, de la pluviométrie pour l'hydraulique). La conclusion de contrats de gré à gré doit alors être assortie de systèmes de couverture contre ces risques qui permettent de pallier d'éventuelles chutes de production. Mais on le voit, dans ces circonstances, l'action des pouvoirs publics reste nécessaire à la satisfaction de l'intérêt collectif, mais va contre la compétition en accordant des avantages compétitifs à certains opérateurs.

d) Une prospective à plus long terme

La nature des signaux de marché dépend beaucoup de l'existence ou non d'une bourse d'électricité car les phénomènes spéculatifs et la volatilité y sont beaucoup plus importants que sur des marchés de gré à gré. En revanche, les pouvoirs de marché sont beaucoup plus difficiles à exercer et à mettre en évidence sur les marchés financiers que sur les marchés physiques. Le prix est le principal signal envoyé par le marché. Il faut alors l'interpréter. Lorsque des sous-capacités sont présumées, la première difficulté est de savoir s'il s'agit de pénurie en base, semi-

base ou pointe. Face aux dysfonctionnements déjà observés sur des marchés libéralisés, il est important d'analyser de manière plus approfondie l'enchaînement des signaux de marché et des décisions d'investissement afin d'identifier les possibles crises à venir.

Comme nous l'avons vu, la concurrence est introduite sur des marchés en surcapacité, ce qui a pour conséquence un désinvestissement et une augmentation du taux d'utilisation des centrales. Au cours de cette première phase, on assiste à une baisse des coûts, des prix et des capacités de réserves. Mais, lorsque ces dernières descendent sous un seuil minimal que l'on pourrait situer autour de 15% au regard de l'expérience américaine, des pics de prix commencent à apparaître malgré des prix tendanciels bas. La volatilité attire les spéculateurs, qui entrent sur le marché en construisant des petites centrales de pointe, à l'image de la stratégie de la Société Générale. Ces petites unités interviennent à la marge, et ne changent pas l'équilibre global du système mais doivent théoriquement réduire l'amplitude de variation des prix.

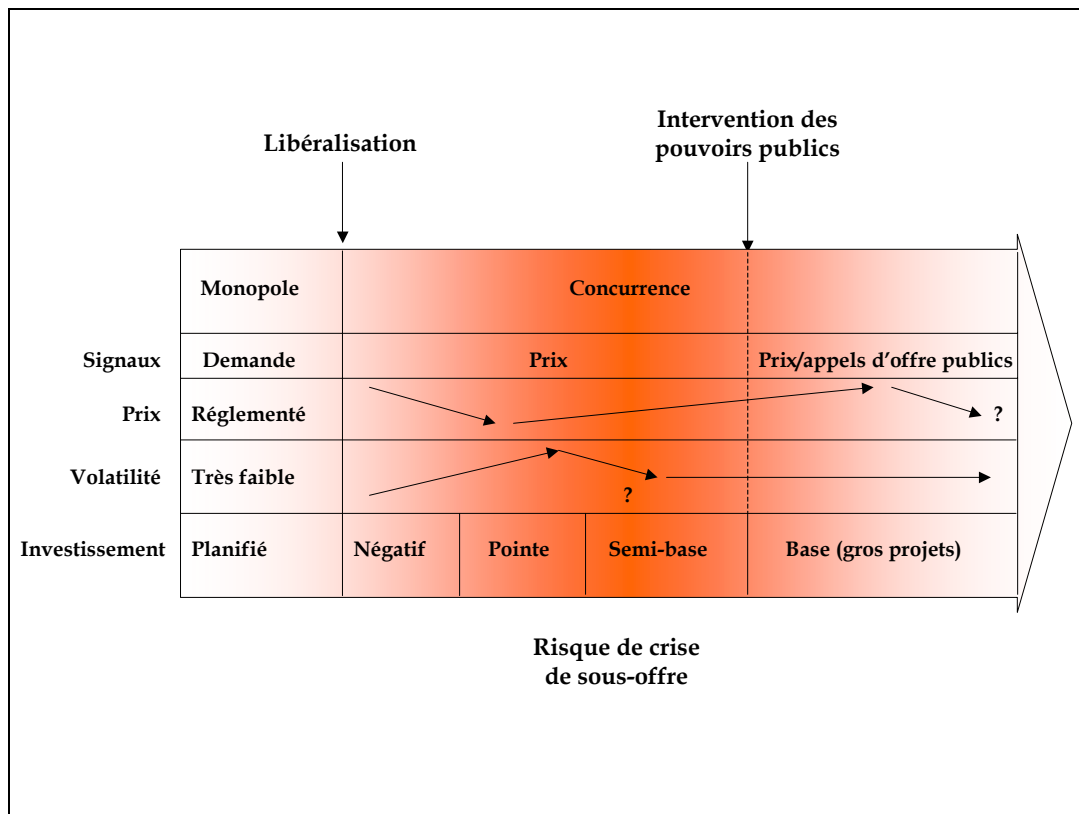
Dans un contexte de croissance de la demande et d'obsolescence croissante des systèmes (réseaux et centrales), les capacités de réserve continuent à se réduire, d'où une augmentation tendancielle des prix. Dans le cas de la Californie, cette augmentation a été très brutale en raison de la conjonction d'un ensemble de facteurs défavorables (forte croissance de la demande, pénurie de gaz, sécheresse, baisse du potentiel d'importation, entente présumée entre opérateurs, etc.). Cette progression des prix doit alors être interprétée comme un signal d'investissement. Le risque est que les opérateurs le considèrent comme conjoncturel, soit ils cherchent à l'exploiter pour augmenter leurs profits. Les stratégies spéculatives risquent donc de retarder les décisions d'investir. De plus, entre la prise de décision et la mise en production, les délais sont au minimum de plusieurs mois, et il faut compter deux ans pour un cycle combiné à gaz. En conséquence, compte tenu des délais de construction et de l'opportunisme des opérateurs, lorsque les signaux apparaissent, il est généralement trop tard et la rupture devient inévitable, comme ce fut le cas en Californie par exemple.

Les pouvoirs publics peuvent également amplifier ces crises par des réglementations inadaptées. Il faut en effet obtenir un ensemble d'autorisations pour pouvoir construire une centrale, ce qui n'est pas condamnable en soi mais peut mener au rejet de projets pourtant indispensables à l'équilibre du système électrique. Là encore la Californie est un cas d'école, où les lois de protection de l'environnement ont précipité des désinvestissements et retardé des constructions nouvelles.

Pour des centrales en base, de grande taille, les problèmes de délais de construction et d'incertitude sont peu compatibles avec le processus concurrentiel. En effet, un signal prix perçu à un moment donné déclenchera des investissements pour une production dans plusieurs années. Or il est très difficile de prévoir avec fiabilité quel sera l'équilibre offre-demande au moment de la mise en service. Le risque que le marché soit saturé par des techniques concurrentes est trop important. Ainsi, sans intervention publique qui réduise les risques en garantissant le retour sur investissement, donc qui permette une vision à très long terme, le nucléaire de grande taille semble incompatible avec la concurrence.

Les pouvoirs publics ont donc un rôle important à jouer pour limiter le caractère cyclique des marchés électriques libéralisés, et surtout pour éviter les crises de sous production. Ils doivent observer l'évolution de la demande à partir d'un ensemble d'indicateurs pour anticiper les problèmes de pénurie et maintenir des capacités de réserve suffisantes. C'est une tâche complexe mais qui apparaît aujourd'hui comme indispensable à la préservation de l'intérêt collectif. Cependant, cela revient à reconnaître la supériorité de l'Etat sur le marché en matière d'investissement dans le secteur électrique, ce qui est en totale contradiction avec les fondements théoriques de la dérégulation.

Figure 7. La dynamique d'investissement sur les marchés électriques



3. Le cas du gaz naturel

La problématique du gaz naturel est très différente de celle de l'électricité. En effet, la production est comparable à celle d'hydrocarbures, elle relève des activités minières. Contrairement au secteur électrique, la production est rarement effectuée à proximité des zones de consommation, il n'est pas possible de répartir les unités de production sur le réseau en fonction des besoins des consommations. On se trouve donc dans un contexte de production centralisée (peu de producteurs, les champs sont généralement de grande dimension), relativement éloignée des zones de demande. L'amont est donc relativement rigide, et c'est en aval qu'il faut trouver des techniques permettant de gérer les variations de la demande.

En conséquence, la problématique de l'investissement gazier engage des sommes considérables sur des durées très longues. Aux risques évoqués pour l'électricité vient s'ajouter un risque technique lié à la découverte ou non de combustible dans les phases d'exploration, au taux de récupération du gaz, etc. La libéralisation, qui tend à raccourcir l'horizon décisionnel des firmes, pourrait donc mettre en péril la pérennisation de l'offre de gaz naturel sur les marchés européens. Une raréfaction des ressources serait d'autant plus dommageable que le gaz tend à devenir un combustible très utilisé pour la production d'électricité. Mais faut-il vraiment craindre une pénurie de gaz sur le marché européen à moyen ou long terme ?

a) Production et transport international

Les réserves de l'Europe tendent à s'amenuiser, alors que la consommation devrait fortement progresser dans les années à venir. La question de l'investissement en production de gaz ne concerne donc pas seulement les pays d'Europe, mais également les pays producteurs, principalement la Russie, l'Algérie, voir les pays du Moyen Orient et de la région de la mer Caspienne.

Mais la problématique est double : d'un part, il faut s'assurer de la mise en production des gisements, et d'autre part il faut mettre en place les infrastructures d'acheminement du gaz vers les pays consommateurs (canalisations ou chaînes de GNL). Or ces projets s'inscrivent dans le long terme. La libéralisation en aval introduit donc une incertitude qui risque d'être préjudiciable à la sécurité d'approvisionnement à long terme.

Risques :

- *prix du gaz naturel* : la libéralisation en aval doit se traduire par une baisse des prix et par une plus grande volatilité
- *Incertitude réglementaire* : comme pour l'électricité, l'immaturité des réglementations actuelles introduit un risque lié aux modifications de la régulation.
- *Incertitude géopolitique* : les régimes politiques de pays comme la Russie ou les Etats du Moyen Orient, l'incertitude quant à leur stratégie vis-à-vis des pays industrialisés sont un frein à l'investissement pour les compagnies occidentales, qui craignent notamment d'être dépossédées de leurs actifs. On observe cependant une volonté d'ouverture croissante dans les pays producteurs, dont les compagnies manquent de moyens et de compétences technologiques.
- *Incertitude financière* : La question du financement des projets se pose dans les pays producteurs qui manquent de moyens. Par exemple, les investissements sont nettement insuffisants en Russie, où les exportations ne suffisent pas financer la consommation domestique et à maintenir les infrastructures existantes à niveau. En outre,

La culture des producteurs

Malgré la raréfaction des ressources domestiques, et en particulier la probable chute de la production britannique dans les années à venir, on est en fait loin

d'observer une pénurie de gaz en Europe. En effet, malgré la libéralisation, le marché européen reste très attractif pour les producteurs. Les compagnies des pays exportateurs (Russie, Afrique du Nord, pays de la Caspienne) souhaitent en effet accéder à ce marché solvable, alors que la demande locale est généralement faible ou fortement subventionnée (par exemple, Gazprom vend du gaz à perte en Russie et dans les anciennes républiques soviétiques). Les réserves prouvées sont importantes et les acteurs intéressés. Reste à mettre en œuvre les investissements, non seulement au niveau des champs de production, mais encore au niveau des infrastructures d'exportation (canalisations, chaînes de gaz naturel liquéfié).

b) *Le stockage*

Sur des marchés importateurs comme en Europe, les stockages souterrains jouent un rôle très important dans l'équilibrage du réseau et l'adéquation entre l'offre et la demande. Les stockages permettent à la fois de réduire les coûts d'approvisionnement et de sécuriser la fourniture. En milieu concurrentiel, les stockages peuvent générer des avantages compétitifs déterminants et sont un outil essentiel pour le *trading* (Esnault, 2001). Il existe donc de réelles incitations à développer de nouvelles capacités, à condition cependant de limiter l'incertitude.

Cependant la création d'un stockage est comparable à la mise en production d'un gisement. Des campagnes de prospection géologiques à la mise en service, il peut s'écouler une dizaine d'années. Ainsi, on se trouve dans une problématique comparable à celle des centrales nucléaires : les stockages sont des investissements très lourds pour lesquels il est très difficile de prévoir l'état du marché.

Ainsi, alors que l'intérêt de créer de nouvelles capacités de stockage en Europe ne fait aucun doute compte tenu de la dépendance croissante vis-à-vis des importations et du développement du négoce, les opérateurs reconnaissent que l'ampleur des investissements et le manque de lisibilité à long terme sont de nature à décourager les initiatives. La question est donc aujourd'hui de savoir qui seront les futurs développeurs de stockage. En effet, celui-ci est directement concerné par l'*unbundling*, c'est-à-dire qu'il doit être géré indépendamment des autres activités gazières. Il ne peut donc faire l'objet d'un financement conjoint avec les infrastructures de transport/distribution. De plus, la mise en place progressive de l'accès des tiers au stockage risque de réduire davantage l'intérêt d'investir dans des réservoirs dans la mesure où les opérateurs en perdent le contrôle opérationnel, c'est-à-dire la liberté d'exploitation notamment dans le cadre du *trading* (ce qui représente pourtant la principale incitation à stocker du gaz).

c) *Faut-il maintenir des contrats de long terme « take or pay » ?*

Le principal défaut de la dérégulation du marché du gaz tient au traitement réservé à l'amont de la chaîne, c'est-à-dire aux producteurs. En effet, la dépendance de l'Union européenne vis-à-vis de la Norvège, de la Russie ou de l'Algérie sera croissante dans les années à venir. Or ces pays n'ont pas été consultés lors de la mise en place de la nouvelle réglementation. Compte tenu de l'ampleur des investissements dans le secteur du gaz naturel, les compagnies des pays producteurs

sont attachées aux contrats de long terme qui leur garantissent des débouchés, donc font peser sur l'importateur le risque « volume ».

Aujourd'hui, l'ensemble des acteurs intervenant dans le secteur gazier s'accordent à dire que les contrats de long terme sont nécessaires au financement des projets à l'exportation. Il s'agit essentiellement d'un problème de partage des risques entre parties prenantes.

Le débat sur la clause de destination :

Les contrats de long terme *take-or-pay* comportent des clauses de destination en vertu desquelles les importateurs ont interdiction de réexporter les quantités de gaz qu'ils achètent. Ces clauses avaient été conçues dans l'ancien système, dans un contexte de concurrence inter-énergétique. Il s'agissait d'une composante de la clause *net back* qui indexait le prix du gaz sur celui des combustibles concurrents. Les prix étaient donc définis à la fois en fonction des coûts d'acheminement et de la structure de consommation d'énergie de chaque pays, afin de garantir la compétitivité locale du gaz.

La Commission européenne condamne aujourd'hui les clauses de destination au nom de la construction du marché unique. Interdire la revente de combustible importé est effectivement en contradiction avec la notion de marché européen du gaz, et cela augmente les risques associés à la perte de parts de marché en aval. Mais leur abandon doit passer par une révision des tarifs d'importation, c'est-à-dire une remise en cause des conditions d'indexation liées au coût d'acheminement, donc, vraisemblablement, à une augmentation du coût des importations.

IV. L'IMPACT DE LA NOUVELLE ÉCONOMIE SUR LES CHAÎNES DE VALEUR ÉNERGÉTIQUES

La plupart des groupes énergétiques communiquent sur leur volonté de mettre Internet au cœur de leur stratégie. Mais qu'en est-il en réalité ? Internet modifie-t-il réellement les fondamentaux des marchés énergétiques ? Les firmes croient-elles vraiment aux business models fondés sur les NTIC ?

1. La nouvelle économie, phénomène controversé

Les progrès remarquables effectués dans les technologies de la communication et de l'information ces dernières années, et la diffusion de l'outil informatique dans les entreprises et chez les particuliers ont d'une part permis la très forte croissance des secteurs industriels touchant à ces techniques (logiciels, composants électroniques, téléphones mobiles, etc.), et d'autre part modifié en profondeur la façon de travailler et de communiquer des individus. Ces évolutions conjointes ont donné naissance à la « nouvelle économie », terme d'origine journalistique aujourd'hui controversé.

La définition la plus couramment rencontrée regroupe dans la « nouvelle économie » les industries de production de matériels informatiques et de communication, de logiciels et tous les services associés. Dans cette optique, D. Cohen et M. Debonneuil (2000, p.33) résumant la différence entre l'ancienne et la nouvelle économie par le fait que cette dernière « *se caractérise par une structure de coûts où l'essentiel se situe dans la conception ou la mise en place du produit, lesquelles absorbent d'importants coûts fixes, pour l'essentiel irrécupérables en cas d'échec. (...) La part des coûts variables est en revanche faible, ce qui signifie que la « nouvelle économie » est soumise à des économies d'échelle considérables* ». Il s'agirait donc d'une économie de la connaissance dans laquelle les coûts tiennent essentiellement à la recherche et à la mise au point des produits, comme pour les logiciels par exemple.

Mais peut-on réduire la nouvelle économie à ces seuls secteurs d'activité ? Le phénomène le plus intéressant tient à l'impact des nouvelles technologies sur le reste du monde, à leurs utilisations. Se contenter du secteur des TIC ne rend pas compte de la révolution industrielle que l'on semble vivre à l'heure actuelle. C'est pourquoi J.-M. Chevalier (2000), propose de définir la nouvelle économie comme « *la nouvelle organisation de la production et des échanges qui utilise systématiquement les opportunités offertes par Internet et les équipements qui lui sont associés* ». Car, comme le précise P. Veltz²⁷, le changement est beaucoup plus global que le seul secteur d'activité généré par les TIC : on assiste à un bouleversement comparable à celui de l'apparition du taylorisme, à la fin du dix-neuvième siècle. Il se traduit à la fois par une redéfinition de la notion de productivité, où des critères comme la qualité et l'innovation doivent être pris en compte, et par une nouvelle organisation des activités industrielles avec une tendance des entreprises à se recentrer sur leur métier de base, et à externaliser un nombre croissant de fonctions.

²⁷ *Le Monde*, 6 février 2001.

Mais de nombreux auteurs sont sceptiques quant à l'utilisation de ce terme de « nouvelle économie ». M. Aglietta (2000) le juge en effet un peu excessif pour désigner ce qu'il considère comme une révolution industrielle parmi d'autres. Car l'accélération du progrès technique n'est pas un phénomène nouveau : l'innovation a toujours été à l'origine des bouleversements de l'organisation de l'économie, et donc chaque époque a connu sa « nouvelle économie ». Par ailleurs, l'évolution des modes de management des entreprises, et notamment la mise en concurrence plus systématique des services internes avec le marché, a été certes facilitée par les TIC, mais ne leur est pas directement imputable. Pour P. Petit (2001), les changements actuels sont avant tout conjoncturels ; ils s'inscrivent dans des évolutions structurelles (pratiques, routines organisationnelles, comportements de diffusion) et institutionnelles longues dont les origines sont antérieures à 1980.

Ainsi, face à la difficulté qu'il y a à mesurer les retombées des progrès techniques obtenus dans les TIC²⁸, la définition de la nouvelle économie doit prendre en compte l'évolution de l'environnement des entreprises, c'est-à-dire l'intensification de la concurrence sur la plupart des marchés, la montée des risques et la dérégulation des anciens monopoles et des services publics, qui sont avant tout les conséquences de décisions prises par les régulateurs. Le résultat est une intensification de la lutte pour l'appropriation des rentes, à la fois verticalement et horizontalement. Le développement de la sous-traitance en est un des principaux symptômes : il s'inscrit non seulement dans une volonté de rationaliser les processus productifs par un recentrage sur les métiers de base, mais encore dans une stratégie d'externalisation des risques, les sous-traitants assumant la flexibilité de l'offre à la place des donneurs d'ordres. L'entreprise sans usines est un modèle d'affaires de plus en plus répandu dans l'industrie, comme le démontre le récent exemple d'Alcatel, qui entend se séparer de la plupart de ses unités de production pour se concentrer sur la recherche et les services. Cette tendance touche également les entreprises évoluant sur les marchés énergétiques, dont certaines axent leur stratégie sur le *trading* et généralisent l'approche optionnelle des investissements, concentrant leurs efforts sur des unités de production facilement cessibles.

La nouvelle économie a donc un sens sur les marchés énergétiques. Il s'agit non seulement des effets des technologies de l'information sur ces marchés, encore relativement limités, mais également des transformations réglementaires qui les accompagnent. Ces deux phénomènes participent conjointement à la dynamique actuelle des chaînes de valeur énergétiques.

2. Les technologies de l'information comme outil de gestion

Y-a-t il un modèle d'affaires²⁹ dominant issu de l'utilisation des supports électroniques ? Comme le constate P.-J. Benghozi (2001), les TIC offrent des potentiels d'évolution tels qu'elles remettent en cause les organisations existantes. Mais leur

²⁸ Avec son désormais célèbre paradoxe, selon lequel on voit des ordinateurs partout, sauf dans les statistiques, Solow a mis en évidence la difficulté qu'il y a à mesurer les retombées effectives de l'informatisation sur la productivité. Cette mesure pose notamment des problèmes de définition d'indicateurs statistiques permettant d'isoler les gains de productivité imputables aux seules TIC.

²⁹ La version anglo-saxonne, « *business models* », est souvent préférée à la version française.

caractère malléable fait que les utilisations qu'en font différentes entreprises d'un même secteur d'activité sont souvent très différentes. La technique est peu déterministe, elle opère principalement dans les ressources disponibles pour les managers. P.-J. Benghozi en conclut que « *des organisations industrielles et des modèles d'affaires radicalement différents peuvent se mettre en place en mobilisant les mêmes systèmes techniques* ».

a) *Les tâtonnements des gestionnaires*

Les effets des TIC sur l'efficacité des firmes sont au centre d'une controverse, et leur mesure se heurte à un ensemble de problèmes conceptuels encore imparfaitement résolus. Cependant, au delà du débat sur l'impact du progrès des techniques de traitement de l'information sur la productivité, il est indéniable que les TIC poussent les managers à repenser l'organisation des systèmes productifs.

En effet, ils souhaitent profiter de la création d'intranets et de l'utilisation d'Internet pour améliorer la circulation de l'information entre services et le long des structures hiérarchiques. Les TIC permettent donc d'accompagner le remplacement des structures pyramidales traditionnelles, réputées rigides et peu adaptables, par des structures en réseaux, où les centres opérationnels disposent d'une plus grande autonomie. L'aplatissement des structures qui en résulte doit améliorer la capacité des organisations à faire face à un environnement de plus en plus concurrentiel et où l'avantage compétitif se construit en grande partie sur l'aptitude à l'innovation.

Le potentiel d'économies lié à l'utilisation des TIC est généralement présenté comme substantiel. Les baisses de coûts résident dans une réduction des coûts de transmission de l'information couplée à son accélération, notamment par l'élimination progressive du papier. Mais ces progrès ont leur contrepartie : les filtres traditionnels disparaissent, d'où un foisonnement des données à traiter par les membres des organisations. Certains grands patrons reconnaissent aujourd'hui confier à leurs secrétaires le soin de trier les e-mails reçus. Le temps que passent les employés au traitement de leur courrier électronique est sans cesse croissant, d'où des pertes d'efficacité qui peuvent être considérables. En outre, l'informatisation du travail se traduit par des problèmes d'apprentissage : les logiciels changent souvent, manquent parfois de convivialité. Les utilisateurs n'utilisent en moyenne que 10% des fonctions offertes, les plus aguerris d'entre eux n'en exploitant que 30%³⁰. En outre, les programmes sont généralement commercialisés avant leur arrivée à maturité, d'où d'importants défauts coûteux en maintenance. Enfin, les systèmes sont parfois incompatibles au sein d'une même entreprise : les logiciels les plus récents sont souvent inexploitable avec des versions plus anciennes.

Malgré les sommes considérables investies dans l'informatisation, les progrès dans le fonctionnement interne des entreprises induits par les TIC pourraient donc bien ne rester que théoriques. Selon Mc Kinsey, de 1995 à 2000, les TIC n'ont eu un impact significatif sur l'accélération des gains de productivité des entreprises américaines que dans des secteurs d'activité représentant 30% de l'économie. Il est intéressant de constater que certains patrons reconnaissent que c'est surtout pour moderniser et dynamiser leur société qu'ils poussent à l'utilisation des nouvelles technologies. La

³⁰ *Enjeux les Echos*, n°177, février 2002

véritable transformation des organisations se situe donc au niveau de leurs rapports avec leur environnement. Internet permet en effet de réduire les contraintes spatiales et de faciliter l'externalisation de certaines fonctions, comme la gestion des ressources humaines par exemple. Les TIC facilitent donc la mise en concurrence des unités de l'entreprise avec le marché, notamment pour les services de soutien.

Quand P.-J. Benghozi (2001) écrit que la technologie n'est pas déterministe, c'est-à-dire que, d'une entreprise à l'autre, une même technique sera mise en œuvre de manières différentes, cela signifie que, pour optimiser une structure productive, il faut avoir connaissance *a priori* de l'organisation optimale. Or les outils informatiques sont relativement nouveaux, et l'effet de mode qui a accompagné leur diffusion dans les firmes a conduit les décideurs à des choix hasardeux, sans connaissance réelle des contraintes et des coûts associés. Les gains de productivité ont alors été postulés sans être précisément identifiés³¹, notamment parce que la composante humaine des entreprises a trop souvent été sous-estimée.

b) Les nouveaux problèmes soulevés par Internet

Si l'engouement des firmes, notamment dans l'énergie, est si important, c'est qu'elles voient dans ce nouveau type d'intermédiation l'occasion de créer de la valeur, c'est-à-dire de générer de nouveaux revenus. La création de places de marché électroniques a donc donné lieu à une compétition intense, dans un secteur où l'avantage au premier arrivant pouvait s'avérer déterminant.

En effet, les places de marché sont soumises à des effets de réseaux, et répondent notamment à la loi de Metcalfe selon laquelle la valeur d'un site croît avec le carré du nombre d'abonnés. On voit donc la nécessité pour les places de marché de croître le plus rapidement possible afin d'attirer le plus grand nombre d'intervenants potentiels. Après un effet de foisonnement lié à la nouveauté, on devrait donc assister à une forte concentration des sites : l'existence de rendements croissants tendrait à montrer que les places de marché sont des monopoles naturels³².

La concentration fait évidemment craindre la croissance du pouvoir de marché des opérateurs de ces places, surtout s'ils sont contreparties dans les transactions. Mais remarquons que la création de sites de négoce profite avant tout aux acteurs qui sont victimes d'asymétries d'information. En conséquence, la neutralité et l'équité sont deux conditions du succès pour les places de marché sur Internet, sans quoi elles ne supplanteront pas les moyens de négoce « traditionnels ».

3. Les applications d'Internet au négoce d'énergie et leurs conséquences

Après le relatif échec du commerce en ligne, l'énorme engouement suscité par Internet ces dernières années doit être, aujourd'hui, beaucoup plus mesuré. Pour A.

³¹ Cela pose la question des critères d'évaluation des économies réalisées ou de l'amélioration de l'efficacité des entreprises. Il faut en effet isoler des effets induits sur l'organisation ou la répartition de la valeur ajoutée, qui sont difficilement mesurables, et agréger des données parfois très hétérogènes.

³² Ou tout au moins que le nombre de places de marchés concurrentes efficientes est limité. Le calcul de la taille critique des sites et l'étude de l'équilibre concurrentiel sur le secteur des e-places de marché est un thème de recherche à approfondir.

Rallet (2001), « *le commerce électronique est un doute promis à un bel avenir* ». Il constate en effet qu'il fait l'objet de modes successives qui ont consacré tour à tour le *BtoC*³³, puis le *BtoB*³⁴, les places de marché électroniques, le m-commerce³⁵, etc., et qui se sont souvent éteintes aussi vite qu'elles sont apparues. Il dénonce une fuite en avant alimentée par les cabinets de consultants qui entraînent les investisseurs dans leur sillage. Doit-on partager ce scepticisme ? Force est de constater que la plupart des prévisions passées étaient fantaisistes, et que les répercussions économiques de l'éclatement de la bulle spéculative sur les valeurs technologiques sont désastreuses pour nombre d'investisseurs. Les analystes se sont en effet focalisés sur le développement d'Internet et la croissance du nombre d'utilisateurs, oubliant l'importance de facteurs comme le contact humain ou le besoin de conseil dans les processus d'achat des consommateurs. Ainsi, P. Chalmin (2001) reconnaît que « *les prévisions d'activité du BtoC ont été considérablement réduites et il est clair aujourd'hui que ce n'est pas là le vecteur principal du développement du commerce électronique* ». Pire, d'après une étude de Booz-Allen & Hamilton³⁶, 73% des entreprises traditionnelles françaises jugent que leur stratégie Internet est un échec, et, dans 80% des cas, la contribution du *e-business* à la progression du chiffre d'affaires a été inférieure à 1% en 2000.

Désormais, les analystes voient dans les relations interentreprises un nouveau pôle de croissance du commerce électronique, beaucoup plus intéressant que le *BtoC*. Et les prévisions produites par différents cabinets de consultants rivalisent d'optimisme. Le modèle dominant est aujourd'hui celui de la place de marché, dont le principe général est l'interposition d'un opérateur indépendant (ou présumé tel) dans les transactions afin d'améliorer la transparence des relations commerciales et donc de réduire les coûts de transaction, principalement par une réduction des coûts de recherche de l'information et une plus grande pression concurrentielle.

a) Internet, potentiel et limites

Comme l'explique I. Ekeland (2000), Internet, né en 1970, est arrivé à maturité en 1990 avec l'interconnexion généralisée des réseaux de communication. Le progrès technique, et en particulier la mise en place de protocoles de transmission universels, ont offert la compatibilité nécessaire au développement des échanges. Par la mise en relation d'un grand nombre d'ordinateurs, Internet offre une puissance de calcul potentielle gigantesque, largement supérieure à celle de n'importe quel gros ordinateur isolé. Internet consacre donc la conception en réseau des machines et des organisations, le réseau représentant, selon I. Ekeland, le nouveau paradigme qui va structurer la pensée scientifique.

Mais il ne faut pas perdre de vue qu'Internet est avant tout un média, c'est-à-dire un support pour les flux informationnels et pour l'ensemble des produits « numérisables » (image, son, transactions bancaires, certains services). Pour les

³³ « Business to consumer », c'est-à-dire vente à destination des consommateurs individuels.

³⁴ « Business to business », c'est-à-dire commerce à destination des entreprises.

³⁵ Il s'agit du commerce fondé sur l'utilisation web via les téléphones portables, rapidement remis en cause par les prédictions sur le développement de l'UMTS.

³⁶ Citée dans *Le Monde Economie* du 22 mai 2001.

applications commerciales, notamment dans les secteurs industriels, il doit être couplé à une logistique qui permette de finaliser les transactions. Dans l'énergie, on attend d'Internet qu'il améliore la transparence de marchés traditionnellement opaques en offrant aux différents acteurs un accès beaucoup plus facile à l'information. Mais, outre la question de la logistique, un certain nombre de risques techniques sont de nature à freiner le développement du commerce en ligne :

- **Les attaques de « pirates »** : l'intrusion de tiers malveillants dans les systèmes interconnectés est aujourd'hui un problème majeur. Les exemples de sites de grandes entreprises, comme d'administrations, à être piratés sont légions, leurs conséquences peuvent aller de la perte d'informations confidentielles au détournement de moyens de paiement, voire à la destruction même du système. Les pays industrialisés cherchent donc à mettre en place à l'échelle internationale des moyens de lutte contre la « cyber-criminalité ». Pour contrer l'habileté des pirates, une veille technique qui teste les systèmes afin de repérer leurs faiblesses est indispensable.
- **Vulnérabilité de la gestion du réseau** : la gestion du trafic sur Internet est permise par un ensemble de terminaux et de routeurs. Ces serveurs utilisent des logiciels pour gérer les adresses des sites. Or, en janvier 2001, un défaut a été repéré sur l'un d'entre eux (Bind 9), qui permet de convertir les adresses en séries de chiffres. Ce bogue rendait possible le détournement de tout ou partie du trafic à l'échelle mondiale.
- **Les virus** : les exemples sont nombreux de ces programmes destructeurs qui se transmettent maintenant via le courrier électronique et dont les dégâts peuvent être considérables. Le cabinet Computer Economics estime que les virus ont coûté environ 17,1 milliards de dollars aux Etats-Unis en 2000. Le seul virus « Code Red », apparu en juillet 2001, aurait entraîné 1,1 milliards de dollars de frais de nettoyage et des pertes de productivité évaluées à 1,5 milliards de dollars.

Des parades sont mises en place pour résoudre ces problèmes, comme le cryptage des données par exemple. Mais elles sont encore imparfaites. Il s'agit là d'un frein au développement du commerce électronique qui laisse aux moyens traditionnels et à l'EDI³⁷, beaucoup plus fermé qu'Internet, un grand intérêt pour les utilisateurs.

b) Les conditions de l'efficacité sur Internet

Internet n'est pas nécessairement le moyen pertinent de faire du commerce. En effet, outre les risques techniques évoqués ci-avant, on s'est rapidement rendu compte que, pour les particuliers, il s'agit d'un support inadapté aux transactions qui demandent un dialogue entre parties, et où il existe un problème de confiance et d'incertitude vis-à-vis du vendeur ou du bien acheté. Sans prétendre être exhaustif, voici un certain nombre de caractéristiques génériques des activités qui se prêtent bien à l'utilisation du Web :

³⁷ L'EDI, échange de données informatisé, s'est développé bien avant Internet et est très utilisé pour les relations commerciales inter-industrielles. C'est un système fermé : les parties prenantes doivent être équipées de terminaux compatibles.

- **Internet doit apporter une valeur ajoutée** : jusqu'à présent les projets insistaient surtout sur les baisses de coûts d'approvisionnement. Mais cela n'est pas suffisant. Pour qu'Internet s'impose, les services doivent être enrichis, les gestionnaires de sites doivent pouvoir justifier leur rémunération par une valeur ajoutée qui va au delà de la seule mise en relation d'offreurs et de demandeurs.
- **Trouver le juste équilibre entre transparence de l'information et respect de la confidentialité** des négociations commerciales, pour que les acteurs aient intérêt à utiliser le site sans crainte de divulgation d'informations sensibles. La transparence est plus grande sur les marchés de commodités sans négociations bilatérales que lorsque sont mis en relation offreurs et demandeurs.
- **Disposer de la logistique nécessaire** au bon déroulement des transactions. Ainsi, sur les réseaux, le dialogue avec les gestionnaires d'infrastructures doit être permanent. Le besoin de logistique est un frein au développement de sites indépendants.
- **Le site doit être rentable**, sa rémunération doit donc être suffisante. Elle repose généralement sur des commissions sur les transactions, sur des systèmes de cotisation des participants ou encore sur de la publicité.

En outre, il arrive que les sites Internet mis en place par certaines firmes entrent en concurrence avec leurs autres activités, et finalement aboutissent à une destruction de valeur. Par exemple, un certain nombre de grands quotidiens américains ont renoncé à leurs versions « en ligne » en raison du coût occasionné d'une part, et de la chute des ventes au numéro qu'elles provoquaient d'autre part.

Le cabinet de consultants Forrester Research a établi une grille permettant d'analyser le degré d'adaptation des différents secteurs d'activité au commerce électronique sous les angles produit, d'une part, et industrie d'autre part :

- **produit** : trois critères sont retenus. Plus le produit est standardisé, plus sa valeur décline avec le temps et plus les volumes échangés sont importants, plus l'adaptation au commerce électronique est grande.
- **Industrie** : le degré d'adaptation du secteur croît avec sa fragmentation, son manque de flexibilité associé à une demande imprévisible, avec le nombre de transactions et le nombre de maillons existant dans la chaîne d'approvisionnement.

Globalement, cette grille d'analyse montre que le commerce électronique est adapté aux marchés sur lesquels les biens sont relativement standardisés et où le besoin d'ajustement est élevé, ce qui peut conduire à la création de marchés de court terme. Elle peut être rapprochée de celle développée dans le cadre de l'économie des coûts de transaction, où il est démontré que la firme est choisie par rapport aux mécanismes de marché notamment lorsque les relations entre agents se jouent à long terme. O. Williamson (1989) approfondit l'étude de l'arbitrage entre internalisation et recours au marché en se focalisant sur les caractéristiques des transactions :

- **la spécificité des actifs productifs** : plus il est difficile de redéployer un actif vers d'autres usages, par d'autres utilisateurs et sans perte de valeur, plus celui-ci

est considéré comme spécifique. La spécificité se traduit par des coûts irrécupérables, dont des coûts d'information ;

- **l'incertitude non probabilisable** : ce sont les risques associés à l'incomplétude des contrats et aux comportements opportunistes des agents économiques ;
- **la fréquence** : plus le nombre de transactions sur le bien spécifié est élevé, plus l'organisation tend vers une forme internalisée.

Ainsi, selon la théorie des coûts de transaction, moins les actifs sont spécifiques, plus l'incertitude quant au comportement des tiers est faible et moins la fréquence des transactions est élevée, plus le recours au marché est efficace. Ces critères sont applicables au commerce via Internet, qui s'adresse donc en priorité aux échanges « externalisables », qu'il s'agisse de biens ou de services, et pour lesquels la liquidité potentielle du marché est importante - c'est-à-dire où le nombre d'offreurs et de demandeurs est élevé.

On comprend donc que les biens de grande consommation, peu différenciés, et les commodités soient particulièrement adaptés au commerce électronique. La faiblesse des économies réalisables en passant par Internet compte tenu des comportements d'achat des consommateurs a probablement été à l'origine de l'échec du *BtoC*. Mais, dans le cas du *BtoB*, où les quantités achetées sont importantes et où les acheteurs sont mieux informés et plus sensibles au prix, le commerce électronique peut offrir des solutions intéressantes.

c) Que peut apporter le commerce électronique à l'énergie ?

Ainsi, les biens énergétiques semblent particulièrement adaptés au commerce électronique. Pour Forrester Research, l'énergie possède le troisième plus gros potentiel de développement « *on line* » parmi les secteurs industriels. Plus précisément, ses atouts sont les suivants :

- **le marché est important** : par exemple, la consommation finale de gaz et d'électricité représente 3% du PIB aux Etats-Unis. Le montant cumulé des échanges est estimé à 1100G\$ pour 2000 et 1600G\$ en 2004 pour la seule Amérique du Nord.
- **L'industrie énergétique est très fragmentée**, il y a donc un grand nombre d'acteurs. Internet devrait permettre d'agréger l'information et de mettre en place des procédures de transactions de nature à réduire les inefficacités et les coûts.
- **Les réglementations sont différentes selon les zones géographiques**. En facilitant l'internationalisation des stratégies des firmes, Internet poussera à leur uniformisation.
- **Les demandes de gaz et d'électricité varient en fonction de facteurs exogènes**. C'est pourquoi il est très important d'être bien informé sur la formation des prix pour la conclusion de contrats de court terme. En outre, cette incertitude permet la création d'un marché d'ajustement pour lequel Internet peut être un support adapté.

Internet permettra enfin de pallier les inefficiences dues à la domination des relations bilatérales dans les échanges. En effet, les consommateurs ont du mal à comparer les offres concurrentes dont les définitions peuvent être très différentes selon les compagnies. Un sondage commandé par le site britannique Utliyx, qui propose aux consommateurs de centraliser et homogénéiser les offres, montre qu'une grande majorité des petits industriels appelle de ses vœux ce type de prestation : les directeurs des achats ont les plus grandes difficultés à se faire une idée précise des différentes options qui leur sont offertes, ce qui se traduit par des surcoûts de recherche de l'information. Internet est donc présenté comme le moyen de résoudre les inefficacités de marché. Remarquons cependant que les producteurs d'électricité sont sceptique quant à la possibilité matérielle d'homogénéiser les offres compte tenu des différences existant entre les outils de production des concurrents.

Du côté des offreurs, Internet devrait réduire les coûts d'entrée sur les marchés et les besoins en force de vente. Il devrait donc permettre de réaliser des économies de temps et de ressources, notamment pour la recherche de l'information commerciale. J. Romm (1999) insiste notamment sur les possibles économies d'énergies (par baisse des gaspillages) issues de la rationalisation des processus d'approvisionnement à laquelle devrait conduire l'utilisation d'Internet. Il en déduit qu'Internet devrait contribuer à la lutte contre la pollution atmosphérique.

En 2000, les projections de Banc of America Securities faisaient état d'une explosion du e-commerce interindustriel dans l'énergie. Selon eux, 20% des échanges devraient passer par le web à l'horizon 2004 aux Etats-Unis, pour un total de 300G\$ contre 12G\$ en 1999. Il faut bien évidemment prendre ce type de « prévision » avec beaucoup de précautions : il s'agit de simples extrapolations sans valeur scientifique réelle. En effet, les résultats obtenus par les projets déjà mis en œuvre doivent inciter à la prudence. Tous secteurs confondus, une centaine de places de marché ont fermé aux Etats-Unis durant le premier semestre 2001, et Forrester Research estime qu'en 2005, seules une cinquantaine devraient subsister sur le petit millier existant en 2001. Déjà les résultats de Covisint, méga plate-forme de *e-procurement* pour les constructeurs d'automobiles, sont décevants, loin des objectifs affichés par ses créateurs, et la place de marché Petrocosm, spécialisée dans le négoce de biens énergétiques a cessé ses activités.

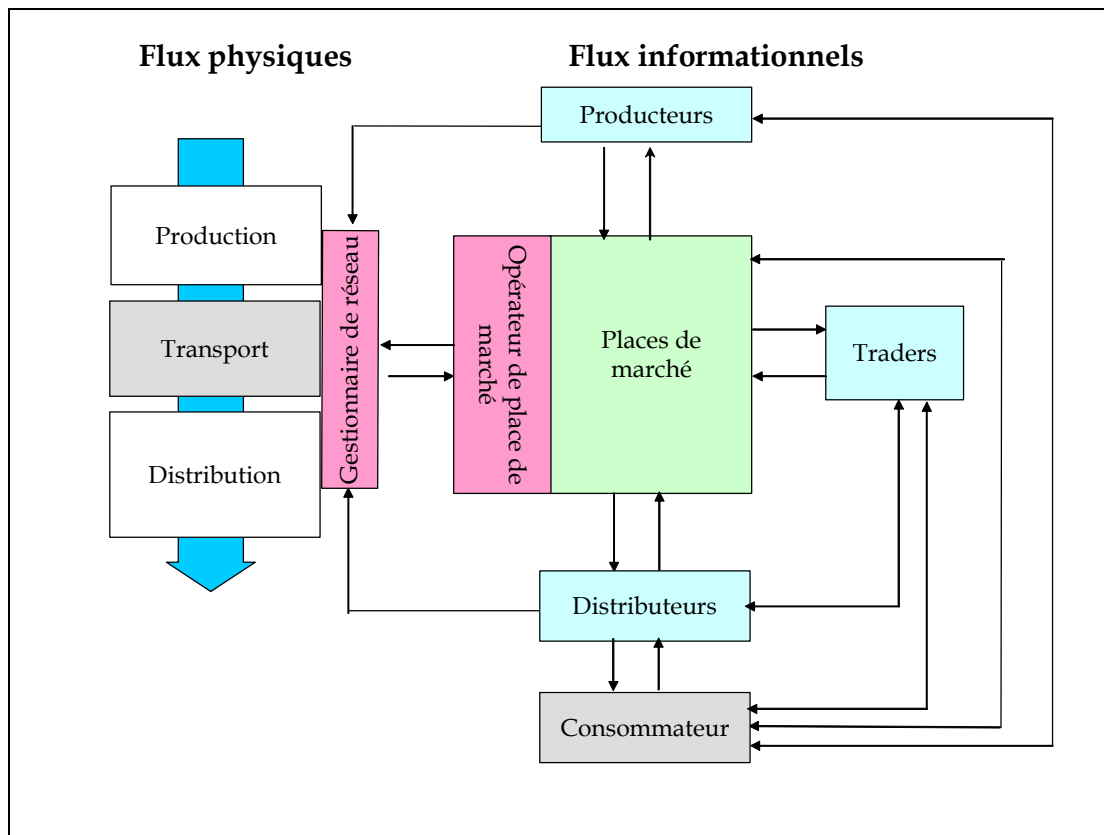
d) Le développement parallèle des filières physiques et informationnelles

Dans le modèle industriel d'intégration verticale de firmes mono-produit, dominant en Europe avant dérégulation des marchés gaziers et électriques, la même entité traitait à la fois les flux physiques d'énergie, qui descendent de l'unité de production vers le consommateur, et les flux d'informations qui remontent le long de la filière, de l'aval vers l'amont.

L'*unbundling*, l'introduction de la compétition et le développement de places de négoce modifient radicalement les rapports entre ces deux types de flux. En effet, les services aux consommateurs et les infrastructures sont dégroupées, un nombre croissant d'acteurs doivent coexister sur les différents maillons des chaînes d'approvisionnement. Ainsi se construisent parallèlement deux chaînes, l'une physique, qui traite les flux d'énergie (électricité, gaz ou pétrole), l'autre permettant

la circulation de l'information entre un nombre croissant d'intervenants. Les TIC jouent sur la partie informationnelle des chaînes de valeur.

Figure 8. Chaînes physiques et informationnelles



Le traitement de l'information devient donc un élément clé du fonctionnement des marchés, d'une part pour assurer la coordination physique des réseaux (synchronisation des centrales électriques, gestion des injections et soutirages de gaz, contrôle du respect des engagements de chacun, etc.), et pour permettre à des offres différenciées de coexister. En effet, dans le modèle monopolistique initial, un nombre limité de formules tarifaires était proposé aux usagers. Désormais, comme le montre la scission horizontale des chaînes de valeur, les produits se multiplient, et les offres sont de plus en plus enrichies de services associés. Le nombre d'informations à traiter est donc en forte croissance, l'utilisation des TIC s'avère donc indispensable à l'instauration de la concurrence sur les marchés électriques et gaziers.

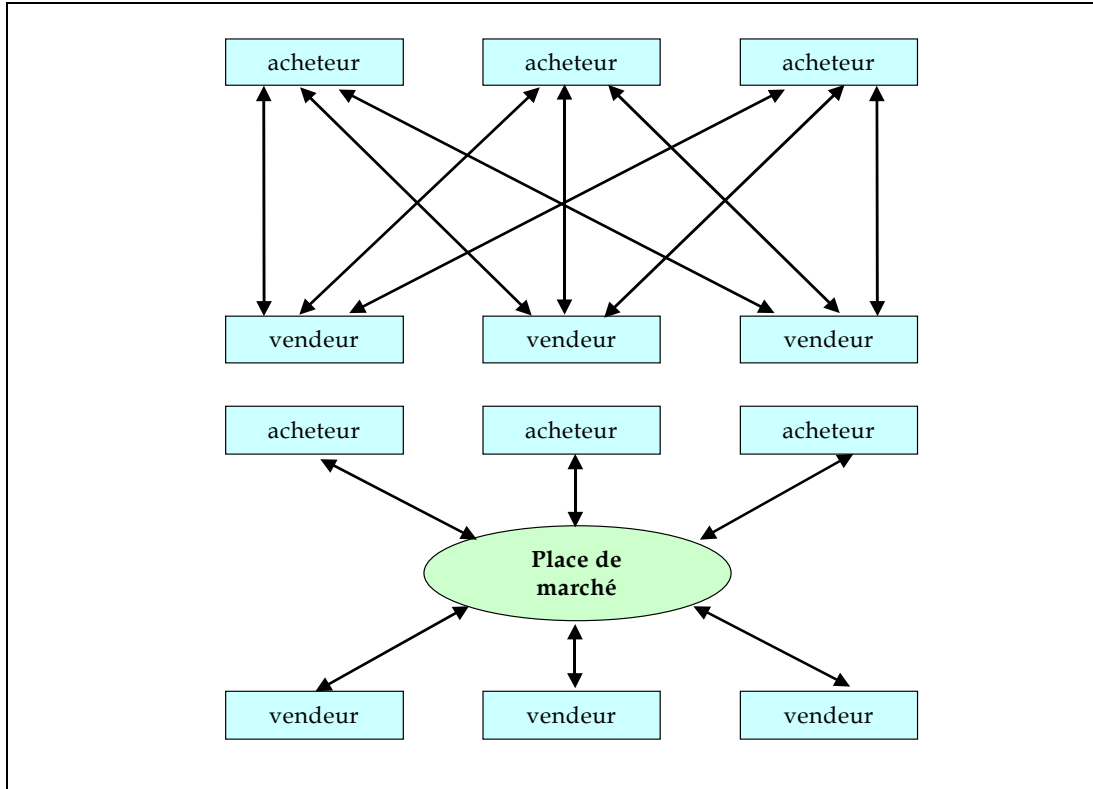
e) L'émergence de places de marché électroniques

Le commerce électronique n'est pas nouveau, l'EDI existe en effet depuis plusieurs années, permettant aux firmes d'automatiser des processus d'achat et de faciliter le transit des données commerciales. Mais, son principal défaut est qu'il s'agit d'un système fermé, fondé avant tout sur des échanges bilatéraux.

Si autant d'espoirs reposent sur Internet, c'est avant tout parce qu'il devrait permettre d'ouvrir les marchés à un plus grand nombre d'acteurs en facilitant l'accès des opérateurs et en améliorant la diffusion de l'information, donc la transparence.

Mais, pour que les résultats soient à la hauteur des potentiels, il faut sortir de la logique bilatérale par la mise en place d'interfaces centralisatrices : les places de marché.

Figure 9. L'intérêt de la place de marché comme centralisateur d'information



Tous secteurs d'activité confondus, on en dénombrait environ 1500 en juillet 2000. Comme le précise P. Chalmin (2001), le principe est « d'utiliser le Net pour faire se rencontrer une offre et une demande : plus besoin de courrier, de conversations téléphoniques, la négociation peut se faire en ligne sur un site spécialisé réunissant l'ensemble des acteurs d'un marché ». Ces sites organisant les transactions ont plusieurs avantages, dont celui d'améliorer la transparence de marchés traditionnellement opaques, donc de réduire les coûts de recherche de l'information pertinente. Ainsi, la capacité d'optimisation se trouve renforcée pour les différents acteurs.

Sur les chaînes de valeur énergétiques, les stratégies de développement de solutions Internet sont vers l'amont, vers l'aval ou horizontales. Vers, l'amont, il s'agit de mettre en place des outils de négoce (marchés de gros) de gaz, d'électricité ou de pétrole. Quelle définition donner de la place de marché ? Plusieurs modèles existent. Globalement, la place de marché en ligne est un site Internet qui met en relation des offreurs et des demandeurs, sans préoccupation de la nature des relations ainsi établies (gré à gré, anonymes, etc.). Le site agit en tant qu'intermédiaire (courtier).

4. Place d'Internet dans les stratégies des firmes énergétiques

Parmi les secteurs industriels, l'énergie a été touché plutôt tardivement par la « vague Internet ». Les premiers projets de grande ampleur ont vu le jour fin 1999, notamment avec la création d'Enron Online, dont le volume d'activité s'est développé très rapidement. Depuis, les nouveaux sites de commerce en ligne touchant à l'énergie se sont multipliés, principalement aux Etats-Unis. Trois grandes logiques président aux choix des entreprises, selon leur capacité d'innovation :

- **réaliser des économies sur les approvisionnements** (achats de matières premières, négoce, achat de biens intermédiaires, amélioration de l'efficacité productive, etc.), c'est le cas des places de marchés de type « consortia », comme Covisint dans le secteur de l'automobile, au sein desquelles des industriels se regroupent afin de réduire leurs coûts d'approvisionnement ;
- **Créer de nouveaux centres de profits** par la création de nouvelles activités d'intermédiation via Internet. La rémunération est obtenue par des commissions sur les transactions réalisées, par des abonnements, etc. C'est la stratégie d'Enron, ou d'indépendants qui créent de nouvelles places de marché.
- **Trouver de nouveaux débouchés** par le développement des ventes en ligne, notamment à destination des consommateurs finaux.

Aujourd'hui, la plupart des acteurs importants présents sur la scène énergétique européenne ont des projets liés à Internet. Mais peu en ont fait un axe stratégique majeur. Par exemple, BP, pourtant très actif et présent dans de nombreux projets, utilise davantage Internet pour se moderniser que pour réduire ses coûts, même s'il entend profiter d'éventuelles opportunités et ne pas subir de retard en termes d'acquisition des compétences. C'est donc principalement pour agir sur la culture d'entreprise que BP généralise l'utilisation du web en son sein, et l'exploite pour sous-traiter la gestion des ressources humaines.

D'un point de vue général, il est important de distinguer les Etats-Unis et l'Europe. En Amérique du Nord, la concurrence est bien installée sur les marchés électriques et surtout gaziers, les opérateurs sont nombreux. Le terrain est donc favorable au développement de places de marché liquides. En revanche, en Europe, la concurrence est en cours d'instauration. Les directives sur le gaz et sur l'électricité ne sont pas encore totalement mises en œuvre et, dans les pays affichant des taux d'ouverture très élevés, de nombreux obstacles techniques et réglementaires subsistent. Donc, avant que ne se développe l'*e-trading* sur les énergies de réseau, il faut d'abord qu'il soit possible pour de nouveaux opérateurs d'entrer sur les marchés.

C'est pourquoi on ne compte pas encore véritablement d'initiative de grande ampleur pour la création de places de marché électroniques sur le négoce. En revanche, les opérateurs sont actifs sur l'aval des chaînes énergétiques, à destination des consommateurs finaux, et entendent profiter d'Internet pour réduire leurs coûts d'approvisionnement.

a) Les sites de commercialisation aval

Un certain nombre de firmes entendent exploiter Internet pour améliorer leur notoriété et fidéliser leurs clients. C'est le cas notamment d'EDF, qui cherche à multiplier les points de contacts avec le client, et voit dans le Web le moyen pour chacun de dialoguer en permanence avec son fournisseur. Cependant, comme ce fut le cas dans d'autres secteurs d'activité, Internet pourrait s'avérer ne pas être un média pertinent pour la commercialisation à destination des particuliers.

Si le site web de la SNCF s'avère être un vrai succès commercial, en revanche, face au besoin de contact manifesté par les clients, les banques ont revu à la baisse leurs projets d'e-agences. Pour l'électricité ou le gaz, il semble que le succès d'Internet passe par des économies substantielles par rapport aux moyens traditionnels. Pour J. De Weese (2000), les offres groupées multi-services (énergie, téléphone, Internet, câble, etc.) sont le seul moyen de générer des économies telles qu'elles modifient les comportements des consommateurs.

Dans le commerce inter-entreprises, la plupart des entreprises mettent leur catalogue en ligne. Internet n'est, dans ce cas, qu'un nouveau support pour les transactions qui vient compléter les moyens traditionnels de vente par correspondance. Il facilite cependant la prise de commande et permet, comme on l'observe déjà dans la sidérurgie et le bâtiment, de rationaliser voire d'automatiser les processus de commande. D'autres sites proposent des services plus riches, notamment dans le domaine spécifique de l'énergie, dont certains s'engagent à trouver sur le marché l'électricité la moins chère, au profit de leurs clients. Globalement, en aval des chaînes énergétiques, nous identifions trois catégories de sites de commercialisation :

- **Aggrégateurs** : ils proposent aux consommateurs (particuliers ou industriels) un ensemble de services en ligne, ils regroupent des catalogues de plusieurs offreurs. Ce type de site permet aux demandeurs de réduire les asymétries d'information, donc de faire jouer la concurrence de manière plus efficace. C'est le cas d'Utilyx, site britannique dont l'ambition est de résoudre les inefficacités de marché liées aux relations bilatérales.
- **Clubs d'achat** : spécialisés dans une énergie, ils garantissent aux consommateurs de réaliser des économies par rapport aux moyens d'approvisionnement traditionnels. N'étant généralement pas producteurs, ils se chargent de s'approvisionner sur les marchés de gros. Enermetrix en est un exemple. Ce type de modèle peut difficilement être développé en Europe en l'état actuel d'immaturation de la concurrence sur les marchés électriques et gaziers.
- **E-agences** : la plupart des opérateurs se sont dotés de sites Internet où ils informent les clients sur leurs produits et proposent une gestion de leurs approvisionnements en ligne. Aujourd'hui, les offreurs d'énergie cherchent à enrichir leur offre par des services associés. Par exemple, EDF a créé le site mamaison.edf.fr sur lequel elle propose un ensemble de services permettant aux usagers d'optimiser leur facturation. Dans le même ordre d'idées Scottish Power propose un ensemble de services afin de mieux gérer sa consommation d'énergie, et offre aux utilisateurs la possibilité d'acheter un ensemble de produits pour leur maison.

Contrairement aux autres secteurs industriels, les offreurs d'électricité ou de gaz espèrent pouvoir profiter d'Internet pour entrer plus facilement sur les marchés aval, en proposant une offre malgré des moyens matériels et humains beaucoup moins importants que les entreprises en place. Par exemple, Endesa, principal électricien d'Espagne, entend utiliser le web pour se développer sur le marché français moyennant des coûts de marketing limités.

b) Les sites d'achat

Le développement de sites d'achats est la deuxième grande tendance du commerce électronique. Leur ambition est d'offrir aux entreprises des baisses de coûts d'approvisionnement en pesant sur les coûts de transaction (recherche de l'information, coûts de communication, etc.) et en accentuant la pression concurrentielle sur les fournisseurs. Deux grands tendances émergent : la création de plate-formes d'*e-procurement* individuelles (des entreprises mettent en ligne leurs achats : listes de fournisseurs, automatisation des procédures, etc.), ou la création de places de marché dans le cadre de consortiums regroupant des firmes d'un même secteur d'activité. On distingue généralement deux grands types de sites dédiés aux achats des entreprises :

- **Places de marché horizontales** : il s'agit de sites dont l'objet est de permettre aux entreprises de mener à bien leurs achats « non stratégiques », c'est-à-dire de fournitures diverses.
- **Places de marché verticales** : leur objet est de permettre aux firmes d'acheter les biens dits « stratégiques », c'est-à-dire participant directement au processus de production. Ils sont généralement plus sophistiqués que les biens non-stratégiques, le nombre de fournisseurs est souvent plus restreint. Si la liquidité du marché est trop faible, alors Internet n'offre pas d'alternative intéressante : la négociation bilatérale reste indispensable.

En Europe, les initiatives Internet les plus significatives se situent dans le *e-procurement*. Ces sites dédiés aux achats sont généralement à la fois horizontaux et verticaux. C'est le cas des consortiums Trade Ranger, Eutilia ou Achille³⁸, et de la plate-forme d'Endesa, « Endesamarketplace ». Ces places sont d'abord développées sur une base nationale ou continentale, mais leur vocation est mondiale, notamment parce que les stratégies des firmes le deviennent.

Quelles sont les perspectives de développement de ces places de marché ? Le pessimisme semble aujourd'hui succéder à l'euphorie, car, s'il est encore trop tôt pour juger des performances des sites créés par les firmes du secteur énergétique, les résultats obtenus par des places de marché communautaires créées dans d'autres secteurs d'activité sont peu rassurants, comme dans le cas de Covisint, méga place de marché du secteur automobile, où les volumes échangés sont nettement inférieurs à ceux escomptés. Ce bilan mitigé tiendrait au foisonnement de sites et au fait que,

³⁸ Achille est une place de marché communautaire mise en place par cinq des plus importants producteurs d'électricité du Royaume-Uni.

comme le constate G. Vialle (2000), les créateurs de ces places de marché ont surévalué l'importance accordée par les acheteurs à l'objectif de prix minimum. En outre, dans le cadre de relations de gré à gré avec leurs fournisseurs, les grandes firmes ont la possibilité de négocier les prix ; il n'est pas évident qu'Internet permettent de faire mieux.

De plus, ces sites d'achat se contentent officiellement de mettre en relation acheteurs et vendeurs, tout en respectant une certaine confidentialité. La valeur du service proposé est donc d'autant plus fragile que rien n'empêche les co-contractants de contourner les places de marché une fois qu'ils ont été mis en relation³⁹. Il faut donc que les clients potentiels aient intérêt à passer par le site, donc qu'ils soient suffisamment libres et qu'une relation de confiance s'établisse avec l'opérateur. En outre, ce nouveau mode d'intermédiation est semble avant tout favorable aux acteurs qui étaient victimes d'asymétries d'information, c'est-à-dire principalement les acheteurs. Donc, face à l'intensification de la concurrence, il est possible qu'il y ait pénurie d'offres, ceux-ci ne souhaitant pas participer à un mode de commercialisation qui leur serait défavorable. Enfin, dès que les produits échangés deviennent spécifiques, c'est-à-dire qu'ils demandent une adaptation de l'offre aux besoins du demandeur, Internet n'offre aucun avantage par rapport aux moyens traditionnels.

Dans le secteur pétrolier, l'initiative de Technip qui a créé avec succès sa propre plate-forme d'*e-procurement*, tendrait à montrer que les consortiums n'offrent pas d'avantage significatif par rapport aux initiatives individuelles performantes. De plus, le coût de développement des places de marché communautaires⁴⁰ est tel que l'équilibre financier sera probablement difficile à atteindre pour la plupart d'entre-elles.

c) Les places de marché dédiées au négoce

Le négoce de pétrole, de gaz ou d'électricité est présenté comme un débouché naturel pour le commerce électronique : la mauvaise circulation de l'information était l'un des principaux problèmes à surmonter pour les traders. L'utilisation d'Internet devrait donc permettre d'améliorer la transparence des marchés, de faciliter les arbitrages géographiques et d'accélérer la construction d'outils financiers de couverture sur les marchés encore immatures par un accroissement de leur liquidité.

Mais, les places de marché « virtuelles » créées « ex-nihilo » doivent faire face à la concurrence des marchés déjà existants, qui utilisent d'ores et déjà les TIC pour le passage des ordres. C'est le cas pour le pétrole, où l'Intercontinental Exchange, place de marché électronique créée par des majors pétroliers, a racheté l'International Petroleum Exchange afin de s'imposer comme acteur de référence.

Il existe une grande variété de places de marchés à la fois du point de vue de leurs créateurs, de leur mode de fonctionnement que du nombre de produits traités. En

³⁹ Les clauses d'exclusivité, qui obligeraient les participants à passer par la place de marché pour l'ensemble de leurs achats, avec interdiction d'adhérer à des sites concurrents, sont en passe d'être interdites légalement.

⁴⁰ Les sommes dépensées pour la mise en place des places de marché peuvent se compter en centaines de millions de dollars.

général, les sites de négoce ont une dominante gaz, électricité ou pétrole, et proposent d'autres commodités, voire de la bande passante ou du matériel propre aux filières. Selon les énergies traitées, l'emprise géographique de ces places peut être régionale, continentale ou mondiale. Comme le montre l'Intercontinental Exchange les places de marché pétrolières ont vocation à avoir une couverture planétaire. C'est également l'approche adoptée par Enron Online qui entend s'implanter sur tous les marchés énergétiques concurrentiels, mais qui reste, pour l'instant, principalement implanté en Amérique du Nord en raison de l'immaturation des marchés dérégulés dans le reste du monde.

La plupart de ces places de marché s'adressent à tous types d'acheteurs et de vendeurs. Mais en pratique, du côté de la demande, seuls quelques gros consommateurs peuvent prétendre s'approvisionner par ce biais. Trois types de places de marché voient le jour :

- **places de marché indépendantes** : à l'initiative d'opérateurs indépendants, elles se veulent neutres. La plus grosse est Altra Energy, basée aux Etats-Unis. Créée en 1996, elle a profité à plein de l'avantage du *first mover*. Principalement spécialisée dans le négoce de gaz naturel, elle traite également l'électricité et les hydrocarbures liquides ; Altra Energy a réalisé un chiffre d'affaires d'environ 14 milliards de dollars en 2000. On assiste également à la création de bourses d'électricité indépendantes comme l'Automated Power Exchange, qui traite entre 5% et 10% de l'électricité vendue en Californie et souhaite aujourd'hui s'implanter en Europe (voir encadré 2).
- **Consortiums d'opérateurs** : comme pour les places de marché dédiées au *e-procurement*, les acteurs peuvent former des consortiums afin de créer des e-bourses d'énergie. C'est le cas d'Intercontinental Exchange, créé par des majors pétroliers et des financiers⁴¹. Il s'agit d'une place de marché mondiale qui traite principalement le pétrole et les produits pétroliers, mais également le gaz, l'électricité et les métaux. Soutenu par ses créateurs, l'ICE entend devenir une des principales places de marché pour l'énergie dans le monde. En juin 2001, il a pris le contrôle de l'International Petroleum Exchange (IPE) basé à Londres et sur lequel est coté le Brent, brut de référence pour la mer du Nord.
- **Faiseurs de marché** : des opérateurs énergétiques créent des places de marché dans lesquelles ils sont la contrepartie systématique, ce ne sont donc pas des places de cotation. C'est le cas d'Enron qui, bien qu'il se rémunère sur les différences entre les prix d'achat et de revente, n'est pas vraiment un trader. Par exemple, Enron a toujours été « en principal », c'est-à-dire qu'il dispose de stocks lui permettant de garantir les livraisons.

Sur les énergies de réseau, de telles initiatives sont encore limitées en Europe, bien qu'Enron Online cherche à s'implanter, et des doutes importants subsistent quant au potentiel de développement du négoce sur Internet. En effet, la puissance des

⁴¹ Les partenaires d'Intercontinental Exchange sont American Electric Power, Aquila Energy, BP, Deutsche Bank AG, Duke Energy, El Paso Energy, Goldman Sachs, Mirant, Morgan Stanley, Reliant Energy, Royal Dutch/Shell Group, SG Investment Banking, Totalfina Elf, et Continental Power Exchange.

opérateurs historiques limite le développement du *trading*, et la stratégie des opérateurs consiste aujourd'hui davantage à conquérir des parts de marché et à renforcer leurs positions concurrentielles qu'à développer de nouveaux outils de négoce. Il est donc probable qu'Internet ne constitue que le moyen de faire circuler l'information sur des places de marchés d'abord physiques, comme le *hub* gazier de Zeebrugge, avant de devenir immatériels, à l'image du National Balancing Point britannique, sur lequel le négoce de gaz est géré de manière centralisée outre-manche. Internet ne représente là qu'une contribution technique au développement des transactions. De plus, pour que les ordres puissent être passés, le dialogue avec les gestionnaires de réseau doit être permanent, et des procédures garantissant la capacité des participants à tenir leurs engagements doivent être mises en place sous peine de compromettre gravement l'équilibre des réseaux (voir l'encadré 2 où est présenté l'exemple de l'Automated Power Exchange).

Tableau 13. Les différentes initiatives Internet des opérateurs énergétiques

Fonctions	Types de sites	Exemples
Commercialisation, services	E-agences	<i>mamaison.edf.fr</i>
	Agrégateurs	<i>Utilyx</i>
	Clubs d'achat	<i>Enermetrix</i>
E-procurement	Consortiums horizontaux et verticaux	<i>Trade Ranger, Eutilia, Achille</i>
	Plate-formes individuelles	<i>Endesamarketplace, Technip</i>
Négoce	Places de marché indépendantes	<i>Houston street, Automated Power Exchange, Altra Energy</i>
	Consortiums	<i>Intercontinental Exchange</i>
	Faiseurs de marché	<i>Enron Online</i>

Encadré 2. L'Automated Power Exchange, bourse d'électricité électronique indépendante

Créé en 1996, l'APX est une entreprise indépendante qui développe des bourses d'électricité sur Internet. Présent en Californie, où il traite 5 à 10% des transactions sur le marché de gros, il développe ses activités à travers les Etats-Unis, notamment au Texas, et cherche à s'implanter en Europe, via le marché britannique, et également au Japon et en Chine. Il propose plusieurs types de transactions, financières (forward positions) et physiques, en liaison avec le gestionnaire de réseau. Mais, dans tous les cas, les transactions financières doivent être converties en transactions physiques. Trois étapes sont respectées : accord entre demandeur et fournisseur, gestion de l'approvisionnement et enfin mesure et confirmation de la fourniture.

Statut des participants :

L'APX s'adresse avant tout aux acteurs importants (producteurs, distributeurs ou gros acheteurs). Les transactions sont anonymes a priori, mais, pour des questions de confiance, de coût de transmission et de fiabilité, il est possible de connaître la contrepartie. Le système ne permet pas toutes les transactions : il existe des « paravents » qui limitent automatiquement la distance à couvrir.

Services proposés :

Le système repose sur la séparation de toutes les activités liées à l'approvisionnement en électricité. L'APX est une plate-forme d'échange avec système de confirmation

bilatérale. Il offre des services entre participants d'une part, comme la vérification de la qualité des contreparties (définition d'une capacité d'achat et de vente pour chacun), et avec l'opérateur de réseau d'autre part, comme la validation technique des transactions.

Déroulement des transactions :

L'APX installe un logiciel chez l'ensemble des participants. Il existe un ensemble de produits, spot, équilibrage, le *trading* peut se faire heure par heure. Mais les outils financiers sont peu sophistiqués : la spéculation n'est pas l'objet de l'APX. Globalement, les « petits » sont défavorisés par rapport aux « gros » car les lots peuvent être importants et ils ont une moins bonne connaissance du marché.

Liens avec l'opérateur de réseau :

Responsable de la qualité et de la sécurité des approvisionnements, l'opérateur de réseau valide les transactions : il ne valide que les plans équilibrés et peut ajuster autoritairement l'offre et la demande. Le coût de l'adéquation est ensuite facturé au consommateur. C'est la congestion qui dirige les prix. Cependant, et c'est là un des défauts du système proposé, comme il n'existe pas de marché des capacités de transport, les coûts de transmission ne sont connus qu'ex post : il s'agit d'un timbre poste auquel est ajoutée une contribution en cas de saturation.

Rémunération :

L'APX prélève une commission de 3 cents par MWh sur les transactions, il facture les services et vend ses prestations au gestionnaire de réseau.

d) L'intégration des chaînes de valeur des firmes et d'Internet

Les applications des technologies de l'information, et en particulier d'Internet, sont donc multiples sur les chaînes de valeur énergétiques. Elles interviennent dès l'amont, en facilitant l'évaluation des actifs pétroliers et gaziers – c'est une des applications privilégiées d'Internet à l'heure actuelle. Elles offrent de nouvelles possibilités pour le négoce de commodités, soit par la création de nouvelles places de marché, soit en offrant de nouveaux supports aux flux d'informations. En aval, les sites de commercialisation viennent compléter les moyens déjà existant, et permettent, dans certains cas, d'améliorer l'information des consommateurs, et donc de faire baisser les prix des produits finaux. Internet est enfin exploité par les firmes pour rationaliser leurs procédures d'achat de matériels et de biens intermédiaires. Les systèmes internes des partenaires commerciaux sont mis en relation, ce qui permet d'alléger les procédures de commande soit en éliminant les bons « papier », soit en automatisant les achats répétitifs. Il s'agit donc non seulement de développer des sites de commerce électronique, mais encore de gérer plus efficacement les relations entre clients et fournisseurs. La place de marché à proprement parler n'est donc qu'un élément du système Internet, une alternative à d'autres modes de coordination donnant plus de place au dialogue entre partenaires. La chaîne de valeur des firmes vient donc s'insérer dans un système global qui connecte ses différentes unités à des entités extérieures complémentaires (Figure 7).

Figure 10. Internet et chaîne de valeur des firmes

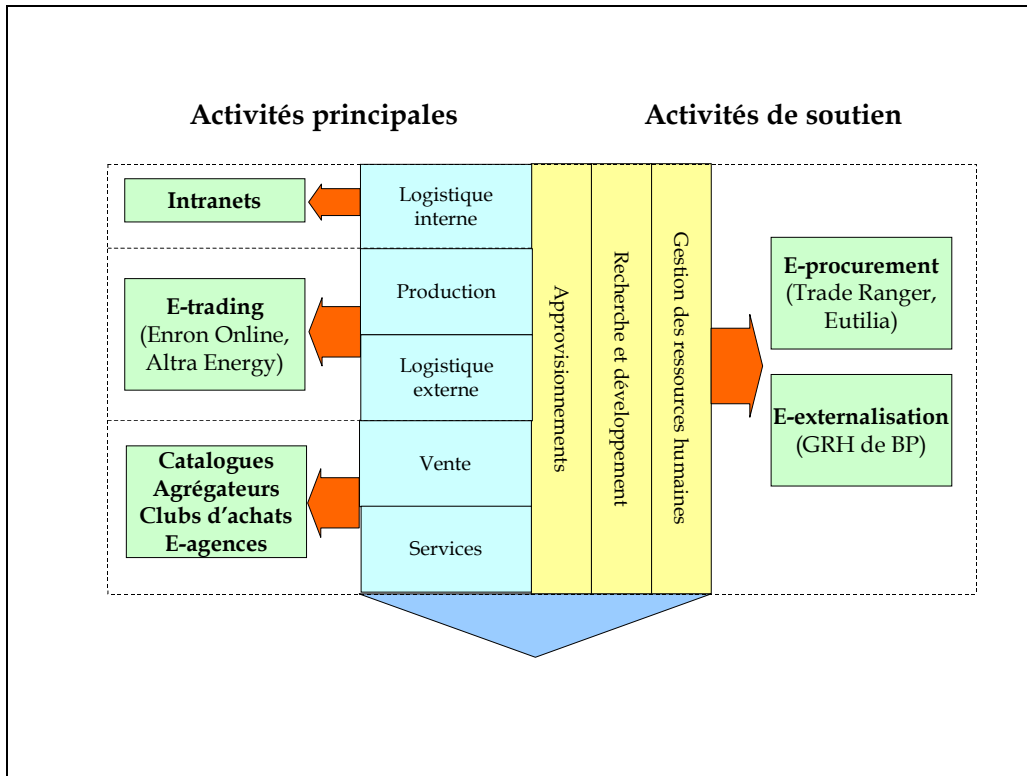
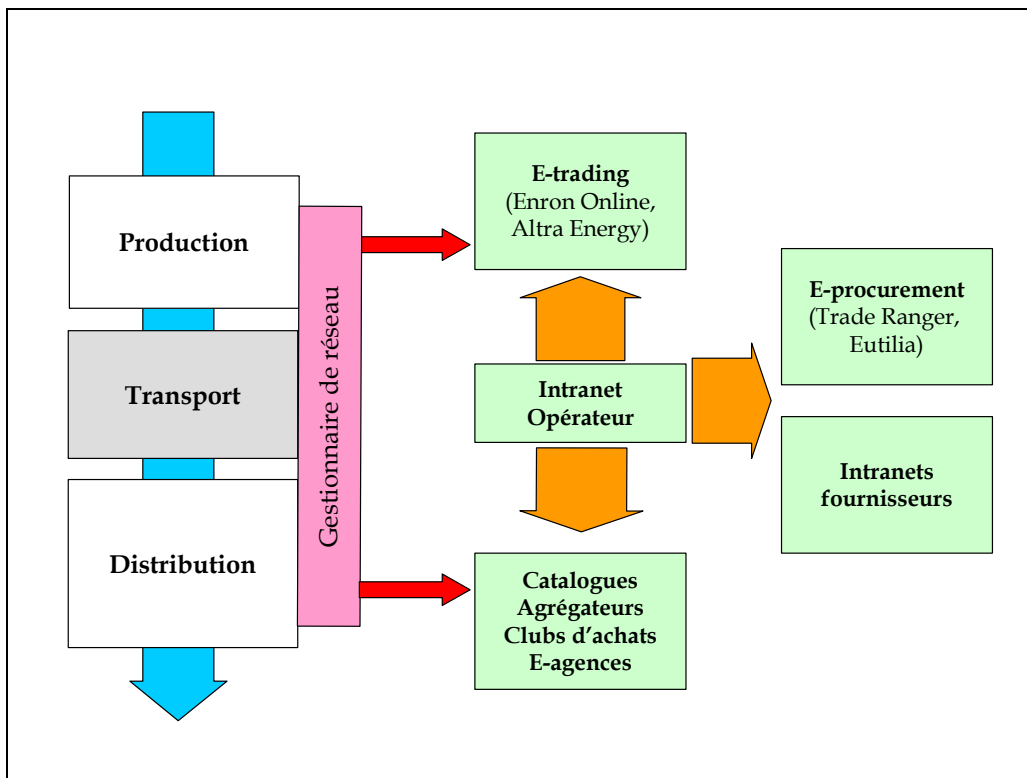


Figure 11. Géographie Internet des marchés électriques et gaziers



Les NTIC sont donc utilisées en interne, pour coordonner plus efficacement les composantes des organisations, ce qui passe généralement par la création d'un réseau intérieur (Intranet) qui relie les membres entre eux et organise la circulation de l'information. Ce système s'insère dans un ensemble beaucoup plus vaste connecté via Internet et les interfaces que sont les sites amont (négoce), avals (commercialisation, information des tiers) ou transversaux (Figure 8).

5. Enron, l'illusion d'un modèle

Enron, firme gazière texane, est un cas à part parmi les groupes du secteur de l'énergie. Contrairement à ses concurrents, dont les axes stratégiques sont principalement orientés vers l'amont (exploration et production pétro-gazières, génération d'électricité) et vers les transactions physiques, Enron a pris un virage stratégique sans précédent au début des années quatre-vingt-dix. Face à l'évolution des structures de marchés dans le monde, il a cherché avant les autres à exploiter les opportunités que pouvaient offrir le nouveau contexte, en particulier dans le négoce et l'intermédiation. Ainsi Enron s'est-il engagé dans une stratégie de croissance effrénée à la fois dans l'énergie, l'eau et les télécommunications.

a) Adaptabilité et diversification

Servis par une confiance sans faille dans leurs orientations stratégiques, les dirigeants d'Enron s'étaient engagés dans une gestion fondée sur l'innovation et la gestion du risque, qualifiée jusqu'en 2001 d'avant-gardiste par de nombreux analystes.

La capacité d'innovation et la gestion du risque ont été considérées comme les deux principaux points forts d'Enron. La firme de Houston avait en effet su afficher un sens créatif hors du commun avec pour objectif de profiter de l'avantage du *first mover* sur de nombreuses activités, dont le *trading* et les places de marché électroniques.

Enron avait mis en œuvre une stratégie fondée sur l'approche optionnelle de l'investissement. Il s'était désengagé d'un certain nombre d'activités jugées risquées et insuffisamment rémunératrices pour concentrer ses investissements sur des actifs facilement recyclables et permettant en permanence de réaliser des arbitrages. Ainsi, dans l'électricité, Enron avait acheté des cycles combinés à gaz, choisissant soit de les exploiter lui-même, soit de les revendre en fonction de perspectives de gains. Enron prenait donc à chaque fois une option sur la fourniture d'électricité qu'il levait (opère la centrale) ou non (revend la centrale). Cette stratégie fut notamment mise en application en Californie et en Grande-Bretagne. Enron se concentrait principalement sur l'exploitation de la volatilité des cours. S'il anticipait une pénurie de courant dans une zone géographique donnée, il construisait une unité d'écêtement des pointes (mise en œuvre rapide, faible impact environnemental) pour un été ou un hiver, quitte à la revendre très rapidement.

Les analystes ont souvent insisté sur la culture du risque d'Enron. Ces risques pouvaient paraître très calculés. D'une part, les investissements réalisés étaient généralement « liquides », c'est le cas des centrales électriques au gaz, facilement cessibles à d'autres opérateurs. D'autre part, Enron restait présent sur des activités

peu risquées, comme le transport de gaz, qui lui permettaient de conserver des revenus réguliers quasi-garantis (40% du bénéfice), et surtout d'avoir un bon niveau de *rating* auprès des organismes financiers, donc de pouvoir lever des fonds facilement auprès des banques.

Enron était donc une firme opportuniste qui gagnait de l'argent sur la volatilité des prix. Lorsque les marchés étaient suffisamment liquides, il créait des instruments de couverture des risques sans pour autant être obligé d'investir dans des infrastructures. Mais en Europe, où les marchés énergétiques concurrentiels sont encore immatures, Enron était donc contraint, dans un premier temps, de construire des centrales électriques pour développer une offre sur son site Internet. D'autre part, les producteurs devaient consentir à lui vendre de l'électricité. Il était donc important que des marchés de gros anonymes se mettent en place pour qu'il puisse proposer ses services de négoce électronique sans subir une discrimination de la part des opérateurs concurrents.

Enron était devenu un acteur important de la scène énergétique européenne. Employant 4500 personnes, il opérait plusieurs centrales à gaz, dont celle de Teeside au Royaume-Uni, plus grosse unité privée de cogénération au gaz naturel. Il était très actifs sur les marchés britannique et scandinave, et cherchait à entrer sur ceux nouvellement dérégulés.

b) Enron Online, pierre angulaire de la stratégie du groupe

Enron Online était un concept de place de marché original qui permet à l'opérateur d'être rémunéré sans demander de commission ou d'abandonnement aux utilisateurs. Le principe de base était d'être la contrepartie systématique à la fois au niveau de l'offre et de la demande. Ainsi Enron gagnait de l'argent sur les différences de prix. Ce modèle avait plusieurs avantages pour les utilisateurs, mais était exigeant pour Enron : le problème de la confiance, c'est-à-dire de la fiabilité des contreparties était résolu, c'est Enron qui se chargeait de vérifier la crédibilité de ses interlocuteurs. L'autre valeur ajoutée d'Enron Online consistait à proposer des outils de couverture des risques aux utilisateurs, qui représentaient la plupart des produits en ligne. Pour réussir dans le négoce, Enron avait su développer des compétences nouvelles en embauchant des spécialistes du secteur, c'est-à-dire des banquiers.

La vocation d'Enron Online était d'organiser le négoce de commodités et de services à l'échelle mondiale. La zone d'activité concernait donc potentiellement tous les pays où il était possible de faire du *trading* sur la commodité en question. Par exemple, en Europe, Enron Online permettait d'acheter ou de vendre de l'électricité en Allemagne, en Autriche, aux Pays-Bas, au Royaume-Uni, en Espagne, en Scandinavie et en Suisse.

Enron Online permettait également de réaliser des opérations sur les droits d'émission, la bande passante, les dérivés climatiques, les produits chimiques, la pulpe et le papier, des produits financiers, du transport maritime, de l'acier et des métaux. Le volume d'affaires était devenu considérable, entretenu par une politique d'innovation permanente. De nouvelles commodités venaient régulièrement s'ajouter. Par exemple, en mars 2001, Enron a mis en place un système de transport virtuel de gaz, EnPipe, qui fonctionnait par swaps entre les marchés britannique et belge, afin de proposer une alternative à l'Interconnector.

Tableau 14. *Energies négociables sur Enron Online en 2001*

Energie	Zones géographiques couvertes
Electricité	Allemagne, Australie, Autriche, Espagne, Etats-Unis, Pays-Bas, Royaume-Uni, Scandinavie, Suisse
Gaz naturel	Allemagne, Argentine, Belgique, Canada, Etats-Unis, Pays-Bas, Royaume-Uni
Charbon	Etats-Unis, reste du monde
Pétrole et produits pétroliers	Etats-Unis, Europe, Asie

Avant la chute de sa maison-mère, Enron Online était la plus grande place de marché mondiale pour les commodités. En mai 2001, elle a fêté sa millionième transaction. Depuis fin novembre 1999, où elle avait commencé par le gaz et l'électricité, elle a ajouté près de 1500 commodités à son catalogue. Aujourd'hui, près de 60% des transactions d'Enron ont lieu par Internet et leur coût a diminué d'environ 75%. En mai 2001, la valeur totale des transactions effectuées sur Enron Online était de 590 milliards de dollars. En 2000, Enron a réalisé 50% de son chiffre d'affaires grâce à sa place de marché électronique. Mais, au delà de ces chiffres globaux, il est difficile d'évaluer la rentabilité d'Enron Online, et en particulier les gains réels réalisés sur les différences entre prix d'achat et de revente des biens et services échangés.

En outre, la stratégie d'Enron était presque exclusivement fondée sur le *trading*. Cela signifie que dès qu'il estimait qu'un marché était suffisamment mature, il se retirait des actifs physiques, et assurait ses engagements à partir des seules places de marché. Cela était évidemment dangereux, car Enron se retrouvait exagérément exposé au risque de prix d'une part, et de défaillance des contreparties d'autre part, en particulier sur les marchés électriques. Les praticiens estiment en effet qu'il est prudent de disposer d'une capacité de production au moins équivalente à 20% des engagements contractuels.

c) La chute d'Enron en question

Les succès affichés par Enron l'avaient vite établi en tant qu'exemple à suivre pour ses concurrents. Mais, longtemps présenté comme une incroyable « *success story* », l'ascension vertigineuse d'Enron s'est terminée par un effondrement sans précédent.

En réalité, l'entreprise de Houston n'a fait qu'illusion en raison d'une part d'un discours agressif et arrogant, et d'autre part en mettant en place un système comptable lui permettant de masquer son endettement via une myriade de filiales. Les près de 3000 sociétés ainsi créées ont permis de faire sortir du bilan de la maison mère une partie importante d'une dette évaluée à environ 16 milliards de dollars. S'agit-il d'un des multiples avatars de la chute de la « Nouvelle économie » dans son acception médiatique, ou cela est-il davantage représentatif des dangers auxquels nous expose l'évolution actuelle des marchés énergétiques, voire de matières premières en général ?

D'un point de vue strictement industriel, et en dehors des malversations financières, il semble qu'Enron ait fait les frais de l'ambition démesurée et du manque de clairvoyance de ses dirigeants :

- Une politique de diversification dangereuse : la volonté de se développer dans un nombre croissant d'activités a conduit Enron à entrer dans des secteurs dont ils ne possédait pas les savoirs faire, et à sur-payer certaines concessions de distribution d'eau, comme a Buenos Aires où il a proposé 250 millions de dollars, là où ses concurrents n'offraient pas plus de 20 millions.
- L'insuffisance de garanties physiques dans les opérations de négoce. L'approche opportuniste des marchés de l'énergie fondée sur le négoce était assez fragile. En se désengageant de la production, Enron s'est exposé au risque de prix dans le cadre de ses contrats d'approvisionnement.

D'un point de vue managérial, Enron a été victime de la cupidité de ses dirigeants. La progression de la valorisation boursière était l'objectif central de la stratégie du groupe. Bénéficiant de rémunérations en sous formes de « stock options », les dirigeants d'Enron se sont efforcés d'envoyer les « bons signaux » aux marchés, c'est-à-dire croissance, innovation et profitabilité. Avec la multiplication des investissements de mauvaise qualité, et la croissance des risques, la dissimulation de l'endettement et les manipulations des prix sont devenues inévitables.

Ainsi Enron a masqué une partie très importante de son endettement par le truchement de montages financiers frauduleux. Comme le précise l'Université de Californie dans la plainte qu'elle a déposée contre Enron et ses banques, certaines des 3000 entités à vocation spéciale (*special purpose entities*) ainsi créées n'avaient pour seul objet que de permettre à la maison mère de conserver une bonne note auprès des organismes de crédit. Avec la complicité de certaines banques et avocats d'affaires, ces entités devaient apparaître comme indépendantes afin de pouvoir être exclues du périmètre de consolidation d'Enron.

Enron a également joué un rôle actif dans la crise de l'électricité en Californie. Il a en effet contribué à organiser la pénurie afin de provoquer une augmentation des prix par deux moyens. Le premier était d'acheter de l'électricité en Californie, où les prix étaient gelés, pour la revendre dans d'autres états, et de réaliser des « échanges aller-retour » en réimportant une partie des volumes (les prix à l'importation n'étaient pas plafonnés), ce qui permettait de gonfler les échanges, donc de faire progresser les prix et d'augmenter les revenus d'Enron. La seconde technique consistait à saturer certaines lignes de transmission en fournissant « trop d'électricité », ce qui bloquait les capacités d'importation depuis les états voisins. Les autorités californiennes étaient alors obligées d'acheter ce courant à Enron afin d'arrêter ces transferts.

Quels enseignements faut-il tirer de l'effondrement d'Enron ? La dérégulation des marchés et la mondialisation ont joué un rôle très important dans la crise : les frontières s'effacent, de nouveaux marchés deviennent accessibles, la finance offre des possibilités de spéculation de plus en plus importantes, le champ des possibles s'élargit donc considérablement pour les opérateurs. La multiplication des opportunités stratégiques rend le comportement des opérateurs plus difficile à comprendre, donc à contrôler, ce qui tend à affaiblir les autorités de contrôle face à des firmes géantes.

Le deuxième enseignement tient à l'incapacité des marchés à s'autoréguler. La libéralisation part de l'hypothèse selon laquelle les actions individuelles vont conduire à un optimum collectif. Mais, dans les faits, l'ouverture à la concurrence des marchés énergétiques exacerbe les comportements opportunistes et les comportements spéculatifs dont le seul objectif est la captation rapide d'une part la plus importante possible de la rente. L'absence de déontologie aujourd'hui déplorée est donc une dérive symptomatique de l'échec du marché. La libéralisation passe donc, à l'évidence, par davantage de régulation. La question qui subsiste est quelle régulation, avec quels moyens, et pour quelles sanctions ? Comment assurer l'efficacité des systèmes électriques ou gaziers à long terme, alors que les signaux envoyés par le marché incitent les opérateurs à adopter des comportements allant à l'encontre de l'intérêt public ?

Le troisième enseignement est que la supériorité présumée du secteur privé sur la propriété publique du capital est discutable dans le secteur de l'énergie. Les incitations ne sont effectivement pas de même nature. Les stimuli produits par la combinaison de la maximisation du profit et de la concurrence sont très intéressants dans des secteurs d'activité où le potentiel d'innovation est important, ce qui contribue alors effectivement à accroître la satisfaction des consommateurs. En revanche, pour des biens de première nécessité comme l'énergie, où le potentiel d'innovation « produit » est très limité, la concurrence peut être dangereuse car elle pousse les entreprises à des innovations financières et comptables, sources d'instabilité. En outre, l'affaire Enron montre que la libéralisation est loin de garantir une amélioration de la transparence des marchés.

V. L'INCERTITUDE SUR L'ÉVOLUTION DES CHAÎNES DE VALEUR À LONG TERME

Nous avons encore peu de recul par rapport aux processus de dérégulation mis en œuvre dans le monde. Mais, au regard de certains résultats, et en particulier des échecs du modèle californien et de la chute d'Enron, certaines tendances peuvent être dégagées. La prospective est un exercice complexe, mais important, notamment pour mettre en garde les différentes parties prenantes contre les risques afférents à l'introduction de la concurrence. Peut-on prédire une baisse des prix de l'énergie à long terme ? Autrement dit, les objectifs de la dérégulation peuvent-ils être atteints ?

1. Les défaillances de la régulation

Les problèmes rencontrés par le système électrique californien de 1999 à 2001, qui ont conduit certains distributeurs à la faillite, ont donné lieu à un débat fourni autour de la dérégulation de l'électricité. Le point de vue dominant consiste à affirmer que ce n'est pas la libéralisation qui est en cause, mais la façon dont elle a été mise en œuvre. Or, le processus mis en place en Californie dès 1995 a été présenté en exemple jusqu'à son effondrement. Il est aisé de dire aujourd'hui que le système mis en place hier était absurde et voué à l'échec. Qu'en est-il réellement ?

a) *Les enseignements de la crise californienne*

Au moment de sa mise en œuvre, la dérégulation californienne était efficace. Son seul problème était d'être adaptée à une situation de surcapacité. Le grand intérêt de la cohabitation verticale des distributeurs soumis à *price cap* et des producteurs via une bourse obligatoire était d'éliminer les pouvoirs de marché des uns et des autres. En effet, les producteurs devenaient *price taker*, ils produisaient lorsque le prix dépassait leur coût. On avait donc un système de transactions anonyme qui permettait de révéler les coûts marginaux. En outre, le *price cap* en aval permettait aux consommateurs de conserver une certaine stabilité des prix, le distributeur se chargeant d'amortir la volatilité des cours sur le marché de gros. Cette situation était globalement satisfaisante, avec un prix moyen en baisse malgré une volatilité accrue, mais une préservation de l'intérêt des consommateurs.

Mais, c'est dans le passage du court au long terme que réside la principale défaillance. Pour des raisons avant tout réglementaires (protection de l'environnement), il y a eu sous-investissement en production et en transport pendant plusieurs années. Par ailleurs, la Californie a été confrontée en 1999 et en 2000 à une baisse de ses ressources hydrauliques, à la rupture d'une canalisation de gaz, à des étés particulièrement chauds et longs, et des hivers froids et longs également, provoquant une baisse du niveau des stockages de gaz. Le marché californien a donc été confronté à une chute de ses ressources électriques, ce qui a créé des pouvoirs de marché pour les producteurs. Ils sont devenus *price maker* : le fait d'arrêter ou de mettre en route une centrale avait un impact direct sur le prix. Il était alors facile de manipuler les prix : le simple fait d'arrêter une centrale pouvait entraîner une forte hausse des cours.

b) L'incomplétude de la réglementation

La « morale » du cas californien, que renforce la réforme du système britannique, est qu'une réglementation peut être efficace à une époque, puis inopérante à une autre. Les défauts se révèlent généralement à l'usage, d'où l'importance d'adopter une démarche adaptative. Le problème est d'identifier suffisamment tôt les failles afin d'éviter la rupture d'approvisionnement, dont le coût socio-économique est aujourd'hui insupportable. Déréguler signifie donc prendre le risque de la rupture au nom d'une plus grande efficacité. Il s'agit là d'un pari dangereux, car dès lors qu'il y a défaillance du système, les coûts de la dérégulation deviennent supérieurs à ses avantages.

La principale difficulté provient notamment de la dissociation entre les signaux de pénurie, observables à court terme sur les marchés, et le temps nécessaire à la mise à niveau des réseaux de transmission et des centrales de production. La qualité du signal prix est directement en cause : il est critiquable dans sa dimension temporelle, mais également dans sa dimension qualitative, car il doit être interprété en fonction des besoins du marché (base, semi-base ou pointe).

De plus, au même titre que les contrats sont incomplets, les réglementations concurrentielles sont incomplètes : elles ne peuvent prévoir tous les états possibles du marché. Les comportements opportunistes sont dès lors possibles sans être pour autant en infraction avec la réglementation. C'est le cas notamment lorsque des opérateurs électriques définissent leurs choix d'investissement en fonction d'opportunités de profits. Le but est d'exploiter à son profit une caractéristique donnée du marché. En théorie, ce type d'arbitrage devrait conduire à redresser spontanément les déséquilibres : la pénurie entraîne une augmentation des prix, donc attire de nouveaux investisseurs, ce qui doit se traduire, à terme, par un retour à un niveau de production satisfaisant. Mais il existe malheureusement des biais. En effet, les opérateurs n'ont pas intérêt à se retrouver en surcapacité, ce qui va à l'encontre de la sécurité d'approvisionnement. Donc le risque de sous-capacité est un risque récurrent sur les marchés électriques dérégulés, cela signifie que, momentanément, il existe un risque de rupture (en cas de demande de pointe exceptionnelle, de problème technique sur des centrales ou sur des lignes).

La crise californienne est également symptomatique des risques qu'il y a à opérer un découpage vertical des chaînes de valeur, avec la cohabitation d'activités complémentaires mais soumises à des structures de marché et des réglementations différentes. L'organisation du négoce via une bourse d'électricité en amont, sur laquelle les distributeurs devaient s'approvisionner, et le plafonnement des prix pour le consommateur en aval avait pour avantage de stimuler la compétition entre opérateurs et, si l'on en croit la théorie, de permettre une adéquation entre prix de marché et coût marginal. Mais elle a conduit à l'émergence de pouvoirs de marché dès que des problèmes de pénurie sont apparus. Car le principal effet de cette structure duale est de rendre la demande totalement inélastique au prix.

Faut-il pour autant répercuter les prix spot sur les consommateurs ? Plusieurs problèmes se posent. Les usagers doivent être informés en temps réel du prix, ce qui semble matériellement difficile, et surtout le prix devient alors totalement imprévisible. De plus, l'électricité doit-elle être considérée comme un bien de

consommation classique dont le prix peut varier fortement compte tenu de l'état du système d'approvisionnement (y compris en raison de problèmes techniques) ? Peut-on se permettre de faire payer au consommateur les risques de rupture technique ou les défauts de la nouvelle organisation (pouvoir de marché offert aux producteurs) ?

c) Le besoin de planification, symptôme de l'échec du marché ?

Suite à la crise californienne, et face au court termisme des opérateurs soumis à concurrence, un nouveau besoin de planification est de plus en plus évoqué, piloté par les pouvoirs publics ou par une entité indépendante chargée d'évaluer les besoins à long terme. La Commission européenne comme l'Agence Internationale de l'Energie soutiennent cette option. Déjà certains Etats d'Europe, comme l'Espagne, ont mis en place des systèmes de planification.

Mais, si les producteurs sous-investissent, qu'il s'agisse de l'électricité ou gaz, c'est que le marché n'envoie pas les bons signaux, ou que les opérateurs, malgré ces signaux, renoncent à investir, soit parce que la pénurie est rémunératrice, soit parce que le manque de visibilité à long terme rend l'investissement trop risqué.

Appeler à une planification de l'investissement pose alors une question fondamentale : alors que, sous l'ancien système, l'Etat et les entreprises publiques étaient critiqués pour leur inaptitude chronique à assurer l'efficacité des chaînes techniques (surinvestissements, sureffectifs, etc.), pourquoi deviendraient-ils compétents pour décider des investissements à consentir une fois la dérégulation mise en place ? Cela reviendrait finalement à une simple sous-traitance de la production, les diminutions de coûts étant obtenues en confiant certaines activités à des opérateurs qui échappent aux contraintes des établissements publics, et en particulier au statut de leurs salariés (sécurité de l'emploi, grilles de rémunération, plans de carrière, syndicalisme).

2. Les coûts de la dérégulation

La baisse du prix de l'énergie pour le consommateur final est la principale motivation de la dérégulation. Il y a là un pari, celui selon lequel il existe des gains de productivité potentiels dont la concurrence va permettre la réalisation. Mais l'abandon de l'ancienne organisation entraîne certaines inefficacités elles-mêmes génératrices de coûts. La question est donc de savoir si, à long terme, ces coûts ne seront pas supérieurs aux gains.

a) L'augmentation des coûts de transaction

La structure monopolistique totalement ou partiellement intégrée verticalement s'expliquait d'une part par le monopole naturel sur la gestion des infrastructures, et par des économies de coûts de transaction par une meilleure coordination des différents maillons. Reprenons brièvement les enseignements de la théorie des réseaux d'infrastructures. La complémentarité entre maillons des chaînes de valeur n'est pas niée, mais est reléguée au second plan, considérée comme relevant des compétences de l'ingénieur. Les réseaux sont dès lors considérés comme des systèmes organisés selon des couches séparables, chacune pouvant faire l'objet d'une organisation propre, notamment en termes de structure de marché. Ainsi s'est

imposé le principe d'introduction de la concurrence sur la production et les services, avec maintien de monopoles régulés sur le transport et la distribution.

Cette dissociation d'activités initialement intégrées doit améliorer la transparence du marché, et conduire à une meilleure évaluation des coûts (la tarification au coût étant considérée comme la plus efficiente). Mais, en simplifiant trop la représentation technique des chaînes de valeur, on risque de sous-estimer les coûts de transaction, liés notamment à la qualité de la coordination d'activités complémentaires comme la production et le dispatching. L'intégration verticale permettait au gestionnaire de réseau de faire appel aux centrales mises à sa disposition en fonction de l'état de la demande et des congestions sur le réseau. Avec l'*unbundling*, les plans de production des centrales sont avant tout régis par les contrats d'approvisionnement conclus entre les producteurs et les consommateurs éligibles ou les distributeurs. Cela éloigne donc le fonctionnement du parc de production de son niveau de charge optimal, car le transporteur doit s'adapter a posteriori, ce qui augmente les risques de congestion, donc les pertes en ligne et les gaspillages. La réforme des marchés électriques génère donc des coûts de transaction supplémentaires à court terme.

A plus long terme se pose la question de la prise de décision d'investissement. Outre le risque de déséquilibre du parc de production vers la pointe se pose le risque lié à la localisation des nouvelles centrales. Les producteurs peuvent en effet être incités à construire de nouvelles unités en fonction de critères fiscaux, par exemple. Un tel phénomène, dissociant les décisions à long terme des réseaux et des parcs de centrales risque d'accroître les gaspillages, donc les coûts de transaction.

Pour que le bilan de la dérégulation soit positif, cette perte d'efficacité dans la gestion du réseau peut être contrôlée par une gestion centralisée de l'investissement (par appels d'offre), ou doit être compensée par des gains de productivité.

b) Le coût social de la dérégulation

Comme le met en évidence D. Newbery, la place des syndicats est l'un des grands reproches formulés à l'égard des monopoles publics. Les groupes d'influence internes pèsent sur l'adaptation de la firme aux exigences du marché, donc entravent sa capacité à adopter une stratégie optimale et portent atteinte au surplus collectif. Les statuts des salariés sont alors présentés comme des privilèges : sur-effectifs, sécurité de l'emploi, salaires, etc. Cela justifie donc la remise en cause des statuts initiaux, avec l'introduction de nouvelles incitations fondées essentiellement sur le mérite individuel.

L'AIE (1999) juge très positivement l'amélioration de la productivité obtenue par baisse des effectifs. Par exemple, aux Etats-Unis, les effectifs des compagnies électriques ont chuté de près de 20% de 1986 à 1995. Au Royaume-Uni, de 1990 à 1995, National Power et PowerGen ont respectivement perdu 13% et 20% de leurs effectifs. Comme le souligne l'AIE, ces réductions sont le fruit de départs volontaires, mais également de licenciements et de départs en retraite anticipés.

Ces restructurations ont donc un coût (indemnités chômage, pensions de retraite) qui sont assumés par des tiers, privés ou publics selon les régimes de protection. Or il serait logique de l'imputer aux consommateurs d'électricité : la baisse du prix est en partie artificielle, permise par l'externalisation des coûts sociaux, ce qui revient à subventionner indirectement le prix de l'électricité ou du gaz.

De même, en stimulant la concurrence, on fragilise un certain nombre d'entreprises, qui font désormais face à un risque nouveau : celui de la disparition par faillite ou par absorption par des firmes concurrentes. Mais l'élimination des unités les moins performantes n'est pas neutre : le darwinisme économique met en danger les partenaires des entreprises. Le coût de disparition de certains opérateurs est donc également externalisé des chaînes de valeur énergétiques, et sont assumés par les créanciers (sous-traitant, banquiers, actionnaires, salariés, etc.).

c) Le coût de la nouvelle économie dans le secteur de l'énergie

Si la nouvelle économie a pu apporter des innovations intéressantes dans le secteur de l'énergie, l'affaire Enron, les échecs essuyés par un certain nombre de places de marché électroniques et la crise de la nouvelle économie montrent qu'un certain nombre d'applications étaient peu utiles et beaucoup trop coûteuses. L'intérêt d'un grand nombre d'initiatives demande donc toujours à être démontré. Dans la plupart des cas, les places de marché électroniques – qu'elles soient dédiées au négoce ou au *e-procurement* – ont représenté des investissements massifs de plusieurs millions d'euros qui n'ont toujours pas été rentabilisés. Les nouveaux services d'intermédiation se révèlent chers et peu efficaces, sans oublier que d'un point de vue technique, les solutions sont souvent imparfaites et exposées aux risques de type virus ou piratage.

Le bénéfice qu'en retirent les marchés électriques et gaziers est malheureusement très limité, le plus inquiétant étant qu'une grande partie des coûts des initiatives Internet sont finalement assumés par des tiers : Etats, employés des firmes en difficulté, créanciers et actionnaires. Les échecs de la nouvelle économie dans le secteur de l'énergie représentent des coûts cachés qui sont externalisés des marchés : le darwinisme capitaliste conduit en théorie à une baisse des prix pour le consommateur, mais n'oublions pas que cette baisse est en partie financée par la collectivité. En conséquence, le bilan des applications des nouvelles technologies de l'information dans le secteur énergétique ne peut qu'être mitigé et incertain.

De plus, les technologies de l'information sont coûteuses en elle-mêmes. L'utilisation d'ordinateurs et la mise en place de nouveaux systèmes d'information demandent du temps, les coûts d'apprentissage sont très importants à la fois aux niveaux individuels et organisationnels. Le problème pour les opérateurs énergétiques est que la dérégulation est une telle « révolution » qu'ils ne savent pas *a priori* ce que serait un système optimal. Cela rejoint l'analyse de C. Dahl et B. Nagy (2002), qui attribuent la sous-estimation des coûts au fait que les besoins des entreprises sont mal définis d'une part, et que les fournisseurs de solutions Internet ont intérêt à en sous-évaluer le prix pour que les projets soient acceptés. Selon eux, la mise en place d'un système d'information dans une grande entreprise coûte au moins dix millions de dollars. En outre, les nouvelles plate-formes doivent être intégrées à des systèmes déjà en place, souvent très rigides comme l'EDI, ce qui se traduit par des dépenses d'adaptation qui peuvent être très élevées.

Les coûts de la sécurité et de la fiabilité ne doivent pas non plus être négligés. Internet présente en effet un certain nombre de défauts comme les virus, qui se diffusent via le courrier électronique, et peuvent gravement endommager les systèmes. Computer Economics a évalué leur coût à 17,1 milliards de dollars en 2000

pour les Etats-Unis. En outre, la cyber-criminalité se développe rapidement : des pirates infiltrent des systèmes pour voler des données, voire pour les détruire. Enfin, la gestion du trafic peut être désorganisée en raison des défauts des serveurs. Par exemple, en janvier 2000, quelques personnes auraient pu désorganiser le trafic sur une partie très importante de la « toile » en exploitant un défaut du logiciel de routage « bind 9 ».

CONCLUSION

La dérégulation et la nouvelle économie ont fait entrer les marchés énergétiques européens dans une nouvelle ère, plus concurrentielle, plus risquée, mais offrant de nouvelles opportunités stratégiques. Pour les opérateurs, le développement d'Internet avait ouvert plusieurs perspectives : la réduction des coûts de transaction, un accès plus facile à l'information et de nouvelles sources de valeur ajoutée dans l'intermédiation. Cela a eu des répercussions à la fois sur la structure interne des firmes et sur leurs rapports avec leur environnement – clients, partenaires commerciaux, fournisseurs. Les nouvelles technologies de l'information ont également rendu possible l'utilisation des réseaux électriques et gaziers par un grand nombre d'opérateurs en facilitant le dispatching et le comptage, elles ont permis la mise en place de places de marché et le développement des transactions de court terme.

Quel bilan peut-on tirer de ces évolutions ? Le premier constat est que le monde qui s'est construit sous l'impulsion de la libéralisation et d'Internet est beaucoup plus complexe que l'ancien. L'interconnexion généralisée des acteurs, l'extension de leur rayon d'action à la fois en terme de métiers et de zones d'intervention rend les responsabilités plus difficiles à identifier, et surtout crée de nouvelles interactions. Ce nouveau risque de réactions en chaîne fragilise les systèmes. Par exemple, l'échec d'un opérateur énergétique sur le marché des télécommunications risque d'avoir un impact sur le marché de l'électricité ou du gaz. L'internationalisation des stratégies des acteurs et la nouvelle importance de la finance de marché rendent les comptabilités plus opaques et les prix plus volatiles. Cela complique le travail des régulateurs, dont la compétence géographique est limitée, donc la recherche d'un équilibre permettant d'améliorer significativement le bien-être collectif.

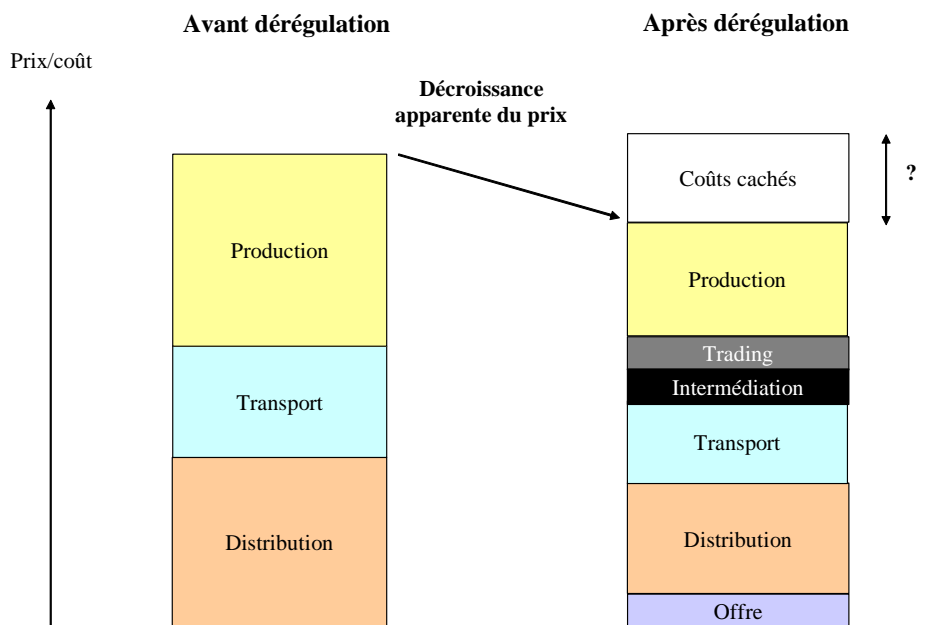
Autre constat, les opérateurs ont de nouvelles stratégies davantage tournées vers l'exploitation d'opportunités de marché que vers la défense de l'intérêt des consommateurs. Leur capacité d'investissement sert davantage une volonté de croissance externe, afin de recréer des pouvoirs de monopole à l'échelle continentale, que l'amélioration de la qualité des infrastructures de production, transport ou distribution d'électricité ou de gaz. Cela pose problème pour garantir la sécurité d'approvisionnement à long terme. En outre, les velléités impérialistes des firmes ont souvent des conséquences désastreuses pour leur santé financières : nombre d'acquisitions ont été surpayées, et les synergies avec les entités nouvellement absorbées sont rarement à la hauteur de celles qui avaient été envisagées.

Enfin, sur de nombreux marchés ouverts à la concurrence, des dysfonctionnements majeurs se sont produits, avec des crises de sous-production et de sous-capacité. Le coût de ces échecs est très important, mais généralement externalisés des marchés énergétiques : ce sont essentiellement des tiers et les Etats qui assument les échecs des opérateurs, ces coûts ne sont que rarement répercutés sur le prix du kWh électrique ou du mètre-cube de gaz. S'il est indéniable que la concurrence pousse les opérateurs à améliorer leur productivité, donc à être plus efficaces, force est de constater qu'elle les a également conduit à prendre des décisions stratégiques catastrophiques et les a poussé à pervertir les règles à leur profit. Le bilan de la réforme des marchés est donc encore très incertains : il n'est pas

sûr que les baisses de prix observées ces dernières années soient pérennes à long terme.

La nouvelle complexité des marchés et l'opportunisme des opérateurs représentent de nouveaux défis pour les pouvoirs publics. Alors que l'incapacité des marchés à s'autoréguler apparaît de manière de plus en plus évidente, la recherche de l'intérêt collectif semble de plus en plus compliquée. Au delà des débats idéologiques, il est aujourd'hui nécessaire de reposer la question de la meilleure organisation des systèmes électriques et gaziers, sans poser l'a priori d'une efficacité intrinsèque du marché. Le nombre de défis qui se présentent simultanément (sécurité d'approvisionnement, croissance économique, réduction des émissions de gaz à effet de serre, service public) appelle un renouvellement de la pensée dominante en économie de l'énergie.

Figure 12. L'incertitude quant à l'impact de la concurrence sur les chaînes de valeur



RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- Agence Internationale de l'Énergie, 1998, *Natural gas pricing in competitive markets*, OCDE, Paris
- Agence Internationale de l'Énergie, 1999, *Electricity Reform, Power Generation Costs and Investment*, OCDE, Paris
- Agence Internationale de l'Énergie, 2002, *Natural gas Information 2002*, OCDE, Paris
- Aglietta M., 2000, « Nouvelle économie, nouvelles régulations », in *Le Cercle des Economistes, Espérances et menaces de la nouvelle économie*, Descartes et Cie, Paris.
- Banc of America Securities, 2000, *E-energy overview*
- Barale F., 2000, « Critique de la nouvelle économie des réseaux et de son principe de séparation de l'infrastructure et des services », *Revue d'Economie Industrielle*, n°91, pp.7 - 24
- Benghozi P.-J., 2001, « Relations inter-entreprises et nouveaux modèles d'affaires », *Revue Economique*, numéro spécial « l'économie de l'Internet ».
- Boy de la Tour X., 1993, *Le pétrole, une épopée*, Presses Pocket, série Explora
- Chalmin P., 2001, « Internet et places de marché, du rêve à la réalité », *Le bulletin économique EULER-SFAC*, n°1052, p. 4-19.
- Chevalier J.-M., 2001, « L'industrie européenne de l'énergie face à la nouvelle économie », *Economies et Sociétés, série Economie de l'Énergie*
- Chevalier J.-M. (sous la direction de), 2000, *L'économie industrielle des stratégies d'entreprises*, Montchrestien.
- Chevalier J.-M., I. Ekeland, M.-A. Frison-Roche, M. Kalika, 2000, *Internet et nos fondamentaux*, Presses Universitaires de France, Paris.
- Coase R., 1937, « The nature of the firm », *Economica*, n°, pp.
- Cohen D., M. Debonneuil, 2000, « L'économie de la nouvelle économie », in *Nouvelle économie, Rapport du Conseil d'Analyse Economique*, La documentation Française, Paris
- Commissariat Général du Plan, 2000, *Services publics en réseau : perspectives de concurrence et nouvelles régulations*, La documentation française
- Commission européenne, 2002, *Deuxième rapport d'étalonnage sur la mise en oeuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité*, Document de travail
- Commission européenne, 1997, *Energie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelable*, Livre Blanc, 65 pages
- Coriat B., O. Weinstein, 1995, *Les nouvelles théories de l'entreprise*, Le Livre de Poche
- Curien N., 2000, *Economie des réseaux*, Repères - La découverte
- Demsetz H., 1968, « Why regulate utilities », in Demsetz, 1989, *Efficiency, competition and policy*, Basil Blackwell.
- Deroubaix B., 2000, « Trade Ranger, une place de marché dédiée aux approvisionnements », *Energies*, n°43, pp.34-38
- De Weese J., 2000, « E-energy : the impact of the Internet on the energy industry », in *Utilities Project*, Montgomery Research, (consultable sur le site web www.utilitiesproject.com)
- Ekeland I., 2000, « Internet et la recherche en sciences exactes et naturelles », in Chevalier J.-M. et al., *Internet et nos fondamentaux*, PUF, pp.19-36.

- Epaulard A., S. Gallon, 2000, « La France doit-elle investir dans une nouvelle technologie nucléaire ? La valorisation du projet EPR par la méthode des options réelles », *Revue de l'Energie*, n°515, mars-avril, pp.144 - 157
- Esnault B., 2000, *La transition du monopole à la concurrence sur les marchés du gaz naturel en Europe : l'importance stratégique du stockage souterrain*, Thèse de doctorat, Université de Bourgogne
- Francesconi L., F. Lampin, 2000, *Le e-procurement dans les secteurs pétrolier et gazier*, Les Notes des Postes d'Expansion Economiques, Direction des Relations Economiques Extérieures, PEE de Houston.
- Gadrey J., 2000, *Nouvelle économie, nouveau mythe ?*, Flammarion, Paris.
- Guerrien B., 2000, *La microéconomie néoclassique*, Repères - La Découverte
- Heyvaert G., 2001, « Le gaz naturel en Europe : émergence de marchés spots et de trading hubs », *Economies et Sociétés, série Economie de l'Energie*, EN n°8, janvier-février, pp.235-246
- Newbery D., 1997, « Privatisation and liberalisation of network utilities », *European Economic Review*, n°41, pp.357-383
- Newbery D., 2000, *Privatization, restructuring, and regulation of network utilities*, The Walras-Pareto Lectures, MIT Press
- Observatoire de l'Energie, 2001, *Prix du gaz et de l'électricité en Europe*, Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières, Ministère de l'Economie des Finances et de l'Industrie
- Percebois J., 1999, « The gas deregulation process in Europe : economic and political approach », *Energy Policy*, n°27, pp.9-15
- Petit P., 2001, « Les temps de la nouvelle économie », *Colloque « Nouvelle économie : théories et évidences »*, Faculté Jean Monnet, Sceaux, 17 et 18 juin 2001.
- Porter M., 1986, *L'avantage concurrentiel*, Dunod, Paris.
- Rallet A., 2001, « Commerce électronique ou électronisation du commerce ? », *Colloque « Nouvelle économie : théories et évidences »*, Faculté Jean Monnet, Sceaux, 17 et 18 juin 2001.
- Romm J., 1999, *The Internet Economy and global warming, a scenario of the impact of e-commerce on energy and environment*, The Center for Energy and Climate Solutions (www.cool-companies.org)
- Stoffaès C. (sous la direction de), 1994, *Entre monopole et concurrence, la régulation de l'énergie en perspective historique*, P.A.U.
- Vialle G., 2000, « Places de marché électroniques, nouvel Eldorado ou miroir aux allouettes ? », *Energies*, n°43, pp.18-20
- Williamson O. E., 1989, « The transaction costs economics », in Schmalensee R. et R. D. Willig (ed.), *Handbook of Industrial Economics*, North Holland.

TABLE DES MATIÈRES

Avant propos	2
Introduction	3
Pertinence de l'approche en termes de chaîne de valeur.....	4
I. Chaînes de valeur énergétiques et dérégulation en Europe	6
1. La chaîne de valeur de l'électricité	6
a) La construction des monopoles en Europe.....	6
b) Les déterminants du coût de l'électricité.....	8
c) Le cas des énergies renouvelables.....	10
2. La chaîne de valeur du gaz naturel.....	12
a) Le développement de l'industrie gazière en Europe	12
b) Amont : production et importation.....	13
c) La chaîne gazière aval	16
d) Prix du gaz en Europe	17
3. Le processus de libéralisation	18
a) La critique libérale des structures initiales.....	19
b) Quelle dérégulation ?	20
c) L'unbundling	21
d) La dérégulation des énergies de réseau.....	23
4. L'ouverture à la concurrence des marchés électriques.....	24
a) L'expérience britannique.....	24
b) L'état de la dérégulation des marchés électriques en Europe	26
5. L'ouverture à la concurrence des marchés gaziers.....	27
a) Un cas à part : le Royaume-Uni	27
b) L'ouverture des réseaux nationaux	28
II. Les conséquences de l'ouverture à la concurrence	31
1. La nouvelle place des pouvoirs publics.....	31
a) D'une logique de planification à une logique d'incitations	31
b) La politique énergétique en question	32
c) Régulateur et justice, nouveaux maillons des chaînes de valeur.....	35
d) La compétence limitée des régulateurs	37
2. La financiarisation du négoce	38
a) Les différents types de bourses d'électricité	39
b) Les hubs gaziers en Europe	41
c) L'impact du trading sur la qualité et la transparence de l'information	44
3. Le processus de déconstruction-reconstruction des chaînes de valeur	44
a) Déverticalisation et multiplication des maillons	45
b) Des forces contradictoires	46
c) Les modifications internes aux entreprises	48
III. Les nouveaux enjeux stratégiques pour les firmes énergétiques	51
1. L'impact de la dérégulation sur les stratégies des firmes.....	52
a) Les marchés pétroliers, un exemple pour le gaz et l'électricité ?	52
b) Un environnement de plus en plus complexe et risqué.....	53
c) L'adaptation stratégique des firmes : priorité aux investissements financiers.....	55
2. Dérégulation et investissement en production d'électricité	58
a) La « rationalisation » de l'exploitation du parc de centrales.....	58

b) Les contraintes qui pèsent sur l'investissement	60
c) Signaux de marché et investissement	60
d) Une prospective à plus long terme	62
3. Le cas du gaz naturel	64
a) Production et transport international	65
b) Le stockage	66
c) Faut-il maintenir des contrats de long terme « take or pay » ?	66
IV. L'impact de la nouvelle économie sur les chaînes de valeur énergétiques	68
1. La nouvelle économie, phénomène controversé	68
2. Les technologies de l'information comme outil de gestion	69
a) Les tâtonnements des gestionnaires	70
b) Les nouveaux problèmes soulevés par Internet	71
3. Les applications d'Internet au négoce d'énergie et leurs conséquences	71
a) Internet, potentiel et limites	72
b) Les conditions de l'efficacité sur Internet	73
c) Que peut apporter le commerce électronique à l'énergie ?	75
d) Le développement parallèle des filières physiques et informationnelles	76
e) L'émergence de places de marché électroniques	77
4. Place d'Internet dans les stratégies des firmes énergétiques	79
a) Les sites de commercialisation aval	80
b) Les sites d'achat	81
c) Les places de marché dédiées au négoce	82
d) L'intégration des chaînes de valeur des firmes et d'Internet	85
5. Enron, l'illusion d'un modèle	87
a) Adaptabilité et diversification	87
b) Enron Online, pierre angulaire de la stratégie du groupe	88
c) La chute d'Enron en question	89
V. L'incertitude sur l'évolution des chaînes de valeur à long terme	92
1. Les défaillances de la régulation	92
a) Les enseignements de la crise californienne	92
b) L'incomplétude de la réglementation	93
c) Le besoin de planification, symptôme de l'échec du marché ?	94
2. Les coûts de la dérégulation	94
a) L'augmentation des coûts de transaction	94
b) Le coût social de la dérégulation	95
c) Le coût de la nouvelle économie dans le secteur de l'énergie	96
Conclusion	98
Références bibliographiques	100

ANNEXES

ANNEXE 1 : ARTICLES PUBLIÉS AU COURS DU POST DOC

Articles dans des revues à comité de lecture :

« L'enjeu stratégique du stockage souterrain dans le nouveau contexte gazier européen », *Economies et Sociétés, série Economie de l'Energie*, EN n°8, janvier-février 2001

« The need for regulation of gas storage: the case of France », *Energy Policy*, janvier 2003

« Libéralisation des marchés de l'énergie : nouvelles approches, nouveaux problèmes », introduction du prochain numéro d'*Economies et Sociétés, série Economie de l'Energie*, EN n°9, 2003

« L'impact des technologies de l'information sur les chaînes de valeur énergétiques », à paraître dans *Economies et Sociétés, série Economie de l'Energie*, EN n°9, 2003

« Nouveaux marchés de l'électricité et choix d'investissement », à paraître dans *Economies et Sociétés, série Economie de l'Energie*, EN n°9, 2003

Documents de recherche :

« L'impact de la nouvelle économie sur les chaînes de valeur énergétiques »
Cahier de recherche du CGEMP, n°01/2001, septembre 2001, 37 pages.

« Nouveaux marchés de l'électricité et décision d'investissement »
Cahier de recherche du CGEMP, n°01/2002, mai 2002, 18 pages.

Autres articles :

« L'impact de la libéralisation des marchés électriques sur les choix d'investissement en production », *Revue de l'Energie*, septembre 2002

« Le Centre de Géopolitique de l'Energie et des Matières Premières de l'Université Paris IX Dauphine », *Medénergies*, n°4, juillet 2002

Article présentant le CGEMP et ses activités dans la rubrique « carte de visite »

ANNEXE 2 : COMMUNICATIONS RÉALISÉES PENDANT LE POST DOC

« The stakes of underground storage on liberalized natural gas markets in Europe: the case of France », *Annual Conference of the International Association for Energy Economics 2001*, Houston, 25-27 avril 2001. Article publié dans les actes du colloque.

« Le système électrique et ses évolutions dans le cadre de la libéralisation des marchés », *Séminaire Maîtrise de la Demande d'Électricité, Production Décentralisée d'Électricité*, organisé par le cabinet METROL, l'ADEME et le Ministère de l'Industrie, Vincennes, 28 mai 2001 et 23 octobre 2001.

« L'impact de la nouvelle économie sur les chaînes de valeur énergétiques »
Séminaire du CGEMP, 14 juin 2001.

« The need for regulation of underground storage on liberalized natural gas markets in importing countries: The case of France », *Gas and Electricity Forum*, Scuola Superiore Enrico Mattei, Milan, 21-22 juin 2001.

« La dérégulation du marché du gaz »
Séminaire Stratégies Gazières, Association Française du Gaz, Paris, 8 octobre 2001.

« Enjeux stratégiques et régulation du stockage souterrain dans le nouveau contexte gazier européen », *Séminaire Économie et Réseaux*, Direction de la Recherche de Gaz de France, 19 novembre 2001.

« Nouveaux marchés de l'électricité et choix d'investissement », colloque *Choix énergétiques, horizons temporels et incertitudes*, Université Paris Dauphine, 22 mai 2002.

« Underground Gas Storage: a stimulus to market liberalisation? », *The Global Gas Village*, Berlin, 28-29 mai 2002.

« The impact of New economy on energy value chains », *Annual Conference of the International Association for Energy Economics 2002*, Aberdeen, 26-29 juin 2002. Article publié dans les actes du colloque.

ANNEXE 3 : MANIFESTATIONS ORGANISÉES AU COURS DU POST DOC

Les options réelles, applications et limites

Colloque organisé le 22 janvier 2002 conjointement par le CGEMP et le CEREG (Université Paris Dauphine)

Les options réelles sont présentées comme une méthode d'évaluation des investissements prenant en compte les différentes formes de flexibilité originale et plus puissante que les outils traditionnels. L'objectif de ce colloque est de présenter l'état de la recherche théorique dans ce secteur, et quelles sont les applications concrètes qui peuvent en être tirées. Pourquoi cette méthode ? Quelles en sont les difficultés et les résultats ? Change-t-elle la démarche des investisseurs, notamment dans l'industrie énergétique ?

Le cas Enron : pratiques comptables, nouveaux marchés et gouvernement d'entreprise

Colloque organisé le 9 avril 2002 conjointement par le CGEMP, le CEREG et l'IFE

La faillite d'Enron est un séisme d'une ampleur et d'une brutalité rares dans le monde industriel. Même si nous n'avons pas encore tous les éléments pour en faire une étude de cas complète, nous devons nous interroger sur la pertinence du modèle d'entreprise, le fonctionnement de nouveaux marchés dérégulés, les modes d'encadrement et de surveillance des entreprises dans un monde caractérisé par la complexité et le risque.

Choix énergétiques, horizon temporel et incertitudes

Séminaire d'un après-midi organisé le 22 mai 2002 conjointement par le CGEMP et EURISCO (Université Paris Dauphine).

Le principe de cette réunion était de discuter du problème du court-termisme dans les choix d'investissement dans le secteur de l'électricité. Qu'est-ce que le court-termisme, quelles en sont les causes, quel est l'impact des nouvelles régulations sur l'horizon temporel des investisseurs ?

Market power in power markets

Colloque international organisé le 7 juin 2002 par le CGEMP, en collaboration avec le TU Delft Interfaculty Research Center for Design and Management of Infrastructures (Pays-Bas)

La dérégulation des marchés de l'énergie s'accompagne de la suppression des cloisonnements géographiques et par une désintégration verticale des chaînes de valeur, avec l'apparition de nouvelles activités comme le *trading*. La compétition fait également émerger de nouveaux pouvoirs de marché pour les opérateurs, avec le risque de manipulation des prix. Ce colloque, qui a réuni des universitaires de haut niveau et de jeunes chercheurs, avait pour but de définir la nature des pouvoirs de marché dans le secteur électrique et leurs conséquences sur la formation des prix et l'investissement.