

**Privatisation, libéralisation et réglementation : bouleversements et enjeux dans le secteur mondial de l'énergie**

par  
David BOLDUC

sous la direction de  
Antoine AYOUB

GREEN — Université Laval  
Québec, Canada

Mai 2001

## TABLE DES MATIÈRES

<b>INTRODUCTION</b>	<b>4</b>
<b>I - 1973-2000 : CHANGEMENTS ET ÉVOLUTION DANS LA STRUCTURE DU SECTEUR ÉNERGÉTIQUE</b>	<b>5</b>
<b>1.1 Évolution de la balance énergétique mondiale</b>	<b>5</b>
1.1.1 Consommation énergétique totale et composition du bilan énergétique	5
1.1.2 Évolution de la consommation par secteur	7
<b>1.2 Principaux changements dans la structure du marché pétrolier</b>	<b>9</b>
1.2.1 Dé-intégration	9
1.2.2 Modification des stratégies dans la nouvelle structure du marché	12
1.2.3 Développement des marchés boursiers	14
1.2.4 Réintégration, internationalisation et privatisations	15
1.2.5 Fusions, acquisitions et concentration dans les années 90	23
<b>1.3 Caractéristiques spécifiques à l'évolution des secteurs électrique et gazier</b>	<b>32</b>
1.3.1 Les marchés du gaz naturel : de la fragmentation à l'intégration	32
1.3.2 Les directives de la Commission européenne sur le gaz et l'électricité	35
1.3.3 Libéralisation rapide des marchés de l'électricité	37
<b>1.4 De nouvelles tendances</b>	<b>38</b>
1.4.1 L'émergence des firmes multi-énergétiques	38
1.4.2 Le développement du commerce électronique	42
<b>II - DE LA DÉRÉGLEMENTATION À LA RÉGULATION : QUELQUES EXEMPLES</b>	<b>44</b>
<b>2.1 Royaume-Uni</b>	<b>44</b>
<b>2.2 Allemagne</b>	<b>45</b>
<b>2.3 France</b>	<b>47</b>
<b>2.4 États-Unis</b>	<b>48</b>
2.4.1 L'expérience californienne de déréglementation : anatomie d'un désastre	51
<b>2.5 Pays en voie de développement</b>	<b>54</b>
2.5.1 Côte d'Ivoire	57
<b>2.6 Bilan des restructurations des secteurs électriques</b>	<b>58</b>

<b>III - QUELLE RÉGLEMENTATION POUR LES MARCHÉS ÉNERGÉTIQUES LIBÉRALISÉS?</b>	<b>60</b>
<b>3.1 La percée de la pensée libérale dans le secteur de l'énergie</b>	<b>60</b>
3.1.2 Le point de vue anti-interventionniste	62
<b>3.2 Concurrence et concentration</b>	<b>64</b>
<b>3.3 Concurrence et service public</b>	<b>67</b>
<b>3.4 Les défis de la régulation</b>	<b>69</b>
3.4.1 Les expériences de régulation et le profil du bon régulateur	70
3.4.2 Les limites de la régulation	72
<b>CONCLUSION : DÉFINIR LE RÔLE DE L'ÉTAT</b>	<b>73</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE</b>	<b>75</b>

## Introduction

Les changements qui ont affecté l'industrie de l'énergie à travers le monde depuis quelques années constituent un bouleversement qui ne trouve d'équivalent qu'avec les crises pétrolières des années 70. À la différence des événements de cette époque, les transformations actuelles ne sont pas issues de crises, mais plutôt d'un *processus* ancré dans l'évolution même de l'économie internationale. Autrement dit, les réformes du secteur énergétiques s'inscrivent dans le contexte plus large de l'expansion du libéralisme économique et de la mondialisation, pour utiliser un terme d'actualité. L'objet du présent document est de dresser un portrait général de la libéralisation des marchés de l'énergie depuis trente ans et d'identifier les problèmes que pose l'introduction de la concurrence et du libre-marché dans ce secteur traditionnellement fort réglementé.

Déréglementation, privatisation, internationalisation, fusions et acquisitions; il ne se passe plus une journée sur les marchés énergétiques sans que ne soient évoquées ces notions. La libéralisation sur ces marchés remonte pourtant assez loin. Les tendances qui affectent à l'heure actuelle les trois secteurs principaux de l'industrie de l'énergie (pétrole, gaz naturel et électricité) se sont d'abord manifestées sur le marché pétrolier, où la nature internationale des activités et les changements dans la structure du marché induits par les nationalisations de 1973 et 1979 ont facilité la montée de la concurrence. C'est pourquoi une attention particulière sera accordée à l'évolution du marché pétrolier en première partie, sans toutefois négliger les marchés du gaz et de l'électricité. En plus des tendances mentionnées, il sera également question des plus récentes tendances dans l'industrie énergétique, c'est-à-dire la convergence multi-énergétique et l'importance accrue des nouvelles technologies de l'information.

La deuxième partie est quant à elle consacrée à l'étude de certaines expériences nationales en matière de libéralisation du secteur de l'électricité. Plus particulièrement, les pays qui sont examinés sont le Royaume-Uni, l'Allemagne, la France, les Etats-Unis et la Côte-d'Ivoire. L'échec des réformes en Californie fera également l'objet d'une analyse plus approfondie.

Les questions relatives à l'introduction de la concurrence sont abordées en troisième partie. Autrefois fortement impliqué dans la gestion des marchés énergétiques, l'État a connu un important recul depuis le début des libéralisations. Le « juste équilibre » entre l'intervention étatique et la libre-concurrence constitue peut-être la problématique la plus difficile dans le contexte actuel de déréglementation. Le marché laissé à lui-même mène-t-il à une trop grande concentration dans l'industrie de l'énergie, tuant ainsi la concurrence? Que devient le service public lorsque l'État se retire au profit du libre-marché? Comment la régulation peut-elle gérer de tels problèmes tout en arbitrant entre les intervenants du marché?

# I - 1973-2000 : Changements et évolution dans la structure du secteur énergétique

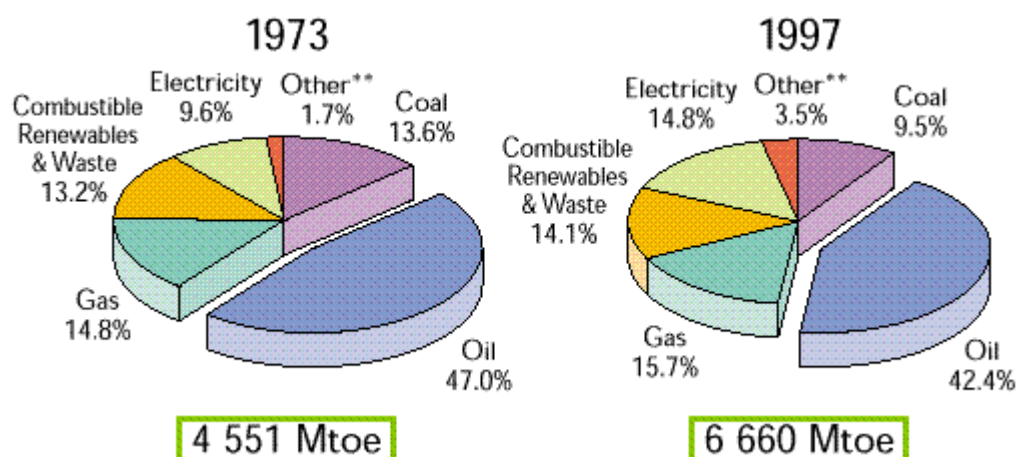
## 1.1 Évolution de la balance énergétique mondiale

### 1.1.1 Consommation énergétique totale et composition du bilan énergétique

Entre 1973 et 1997, la consommation mondiale d'énergie est passée de 4 561 à 6 660 Mtep (millions de tonnes équivalent pétrole), ce qui représente une hausse de 46%. Malgré leur impact négatif sur les économies des pays importateurs de pétrole, les deux crises pétrolières de 1973 et 1979 n'ont fait que ralentir la demande pendant quelques années. Le développement économique rapide de plusieurs pays asiatiques tout au long des années 80 et 90 ainsi que la vigueur de l'économie américaine dans les années 90 sont les principales causes de cette hausse soutenue de la consommation énergétique.

La comparaison entre les bilans énergétiques mondiaux de 1973 et de 1997 (figure 1) nous indique plusieurs développements. À noter tout d'abord, le recul du pétrole et du charbon par rapport aux autres sources énergétiques. Le charbon, qui poursuit son déclin relatif amorcé à la fin du XIX<sup>e</sup> siècle ne compte plus en 1997 que pour 9,5% de la consommation mondiale d'énergie. Malgré un recul de 4,6%, le pétrole demeure la principale source d'énergie avec 42,4% du total mondial. La consommation d'électricité a quant à elle considérablement progressé comparativement à l'utilisation directe des combustibles fossiles.

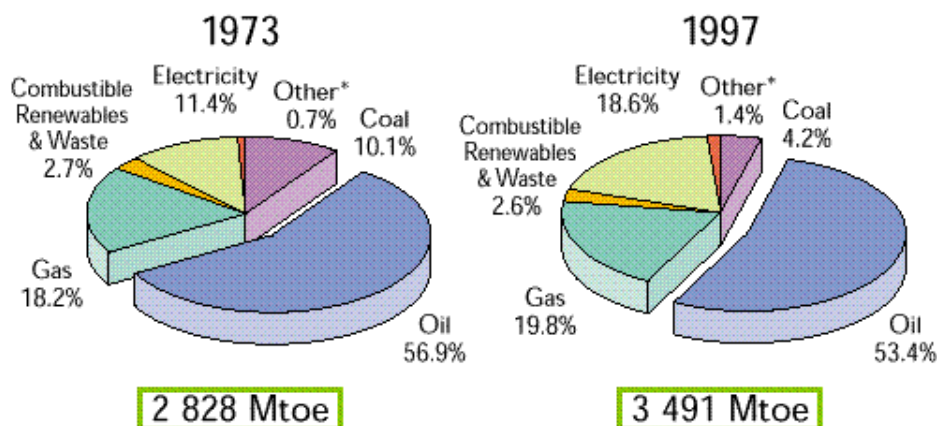
**Figure 1** Consommation mondiale totale par combustible, 1973 et 1997



Source : Key World Energy Statistics, Agence Internationale de l'Énergie, 1999

Dans les pays de l'OCDE, principaux consommateurs d'énergie, le déclin du charbon a été plus rapide que la moyenne mondiale (figure 2). En dépit de la part croissante du gaz naturel et de l'électricité dans la balance énergétique (19,8% et 18,6% respectivement en 1997), le pétrole représente toujours plus de la moitié (53%) du total, en baisse de seulement 3% depuis 1973.

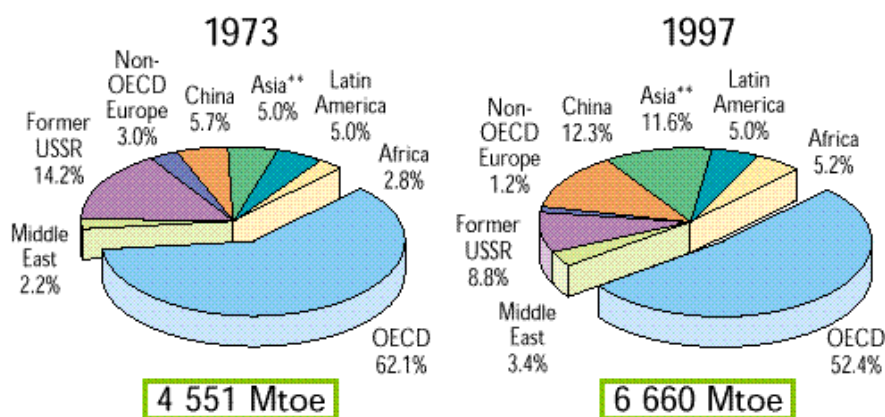
**Figure 2 Consommation totale par combustible dans les pays de l'OCDE, 1973 et 1997**



Source : [Key World Energy Statistics](#), Agence Internationale de l'Énergie, 1999

La figure 3 indique l'évolution de la consommation énergétique par région. Le changement le plus remarquable se situe au niveau des pays asiatiques qui ont plus que doublé leur part du total de la consommation mondiale d'énergie, passant de 10,7% à 23,8% en moins de 30 ans. Le recul le plus important en terme de consommation relative est survenu dans les pays de l'ex-Union soviétique et de l'Europe de l'Est, reflétant l'écroulement des économies dans cette région suite à la disparition des régimes communistes. Les pays de l'OCDE demeurent quant à eux les plus énergivores malgré le déclin relatif de leur consommation entre 1973 et 1997.

**Figure 3 Consommation totale par région, 1973 et 1997**

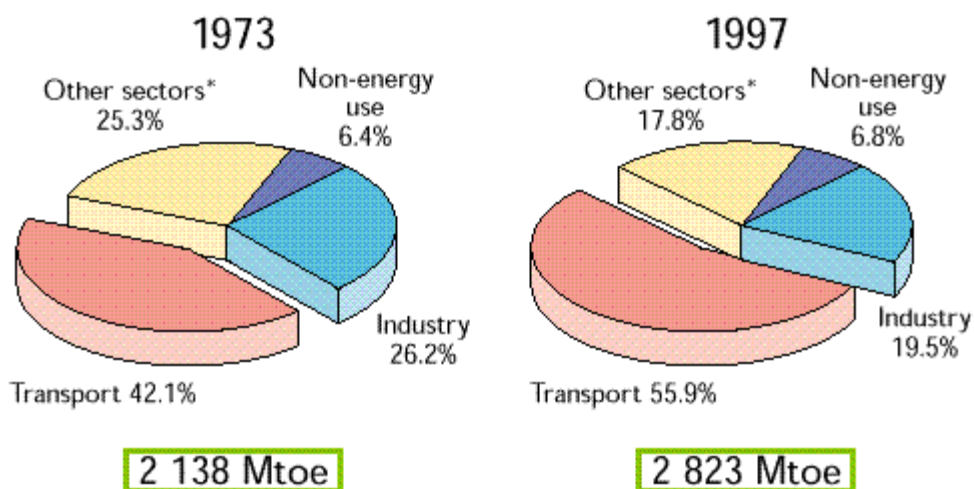


Source : [Key World Energy Statistics](#), Agence Internationale de l'Énergie, 1999

### 1.1.2 Évolution de la consommation par secteur

Les sources d'énergie qui sont aujourd'hui les plus importantes et qui constituent l'objet de la présente étude (le pétrole, le gaz naturel et l'électricité) ont évolué de façon bien différente entre 1973 et 1997. Le pétrole, qui demeure le combustible le plus en demande, a connu une importante progression dans le secteur des transports, ce qui ne surprend guère étant donné l'augmentation importante du commerce international dans les deux dernières décennies du XX<sup>e</sup> siècle. Une part de moins en moins grande de la production pétrolière est toutefois utilisée par le secteur industriel et le secteur tertiaire en raison de la substitution en faveur du gaz naturel et de l'électricité. Il est également à noter que le pétrole demeure le seul combustible largement utilisé à des fins non-énergétiques puisqu'il joue un rôle essentiel dans la création de matériaux tels que les matières plastiques.

**Figure 4** Consommation mondiale de pétrole par secteur, 1973 et 1997



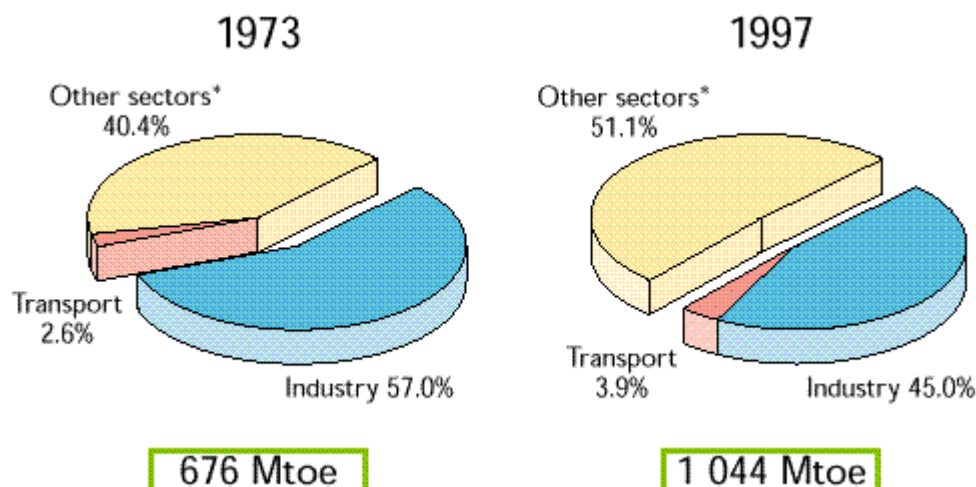
\*La catégorie « autres secteurs » inclut les secteurs de l'agriculture, du commerce et du service public ainsi que les autres secteurs non-spécifiés.

Source : [Key World Energy Statistics](#), Agence Internationale de l'Énergie, 1999

Depuis 1973, la consommation de gaz naturel a crû beaucoup plus rapidement que celle du pétrole (croissance de 54% contre 32%). Elle a également connu, contrairement au pétrole, une forte progression dans le secteur tertiaire, notamment en raison de l'expansion des services résidentiels. Le gaz naturel demeure toutefois peu utilisé dans le secteur des transports (figure 5).

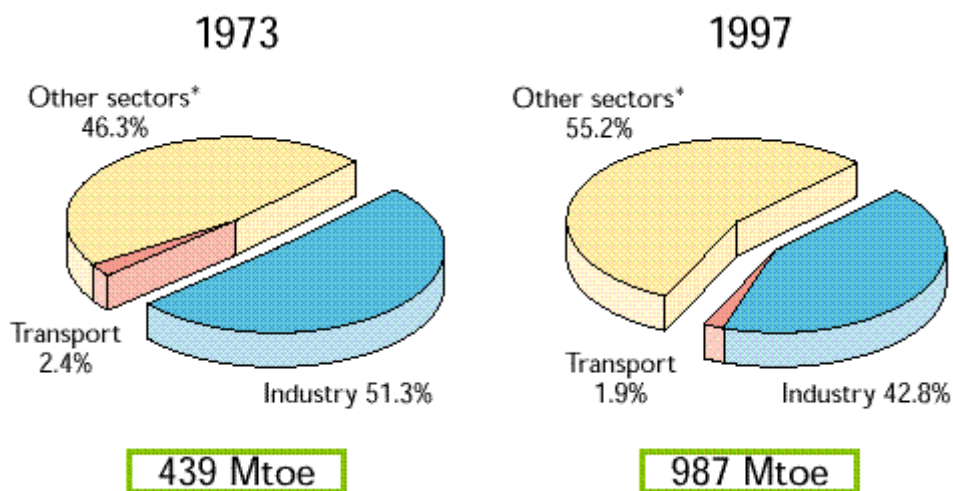
La croissance de la consommation mondiale d'électricité entre 1973 et 1997 (124%) a été plus importante que pour les autres sources énergétiques, principalement en raison de la construction de nombreuses centrales nucléaires lors de cette période. La hausse de consommation a été particulièrement marquée dans les secteurs non-industriels, tel que l'indique la figure 6. À noter les similitudes entre les figures 5 et 6 qui soulignent l'évolution parallèle de la répartition de la consommation du gaz et celle de l'électricité. Ceci suggère un degré de plus en plus élevé de substitution entre l'électricité et le gaz, qui sont à l'heure actuelle en concurrence directe dans le secteur résidentiel de plusieurs grandes villes des pays de l'OCDE.

**Figure 5 Consommation mondiale de gaz naturel par secteur, 1973 et 1997**



\*La catégorie « autres secteurs » inclut les secteurs de l'agriculture, du commerce et du service public ainsi que les autres secteurs non-spécifiés.  
Source : [Key World Energy Statistics](#), Agence Internationale de l'Énergie, 1999

**Figure 6 Consommation mondiale d'électricité par secteur, 1973 et 1997**



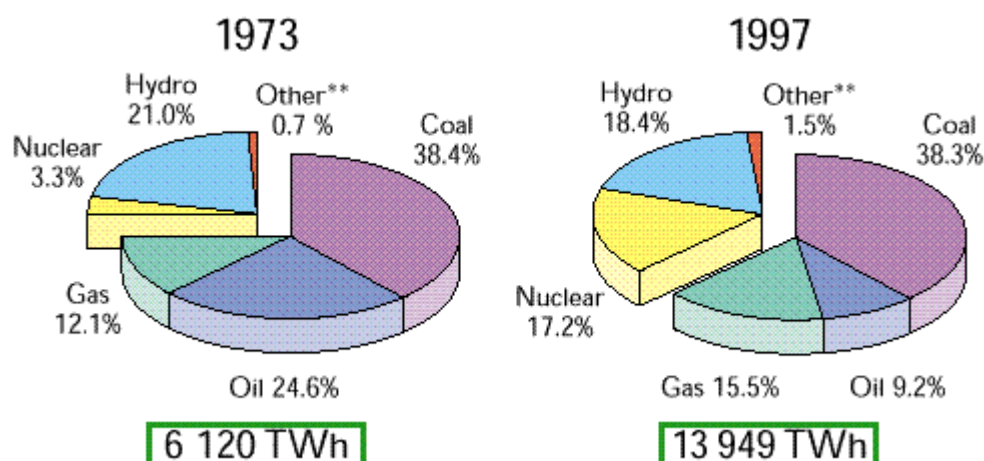
\*La catégorie « autres secteurs » inclut les secteurs de l'agriculture, du commerce et du service public ainsi que les autres secteurs non-spécifiés.  
Source : [Key World Energy Statistics](#), Agence internationale de l'Énergie, 1999

À la différence des autres types de combustible, l'électricité ne se trouve pas à l'état brut dans la nature mais doit être générée selon divers procédés. La figure 7 donne un aperçu de l'évolution des modes de génération d'électricité. Traditionnellement, la méthode la plus courante pour produire de l'électricité est la centrale thermique où sont brûlés des combustibles fossiles afin de faire tourner des turbines qui génèrent ainsi de l'électricité. Alors que le charbon est utilisé à cette fin dans les mêmes proportions qu'en 1973 (certains pays en voie de développement comme la Chine utilisent massivement le charbon, moins coûteux que le pétrole et le gaz), le pétrole a considérablement perdu de son attrait suite au développement rapide de l'énergie nucléaire et des nouvelles technologies ayant grandement amélioré la performance du



gaz naturel dans la génération d'électricité. Les sources alternatives telles que les centrales éoliennes et marémotrices n'ont quant à elles que peu progressé en raison de faibles rendements et de coûts élevés.

**Figure 7 Génération d'électricité par carburant, 1973 et 1997**



Source : [Key World Energy Statistics](#), Agence internationale de l'Énergie, 1999

## 1.2 Principaux changements dans la structure du marché pétrolier

La section qui suit est principalement consacrée à l'évolution du marché pétrolier depuis 1973. Sans négliger les autres marchés énergétiques, ceux-ci demeurent jusque dans les années 90 largement tributaires du marché pétrolier (comme le gaz naturel) ou encore font l'objet de peu d'échanges commerciaux (comme l'électricité). (Percebois, 1987) La naissance et l'expansion de marchés indépendants dans ces secteurs seront traités dans la section suivante.

### 1.2.1 Dé-intégration

Au début des années 70, juste avant les événements qui vont bouleverser la donne énergétique mondiale, le marché pétrolier est dominé par quelques multinationales qui contrôlent plus de 60% de la production dans les pays non-communistes. Ces entreprises, surnommées *Majors*<sup>1</sup> et constituées en oligopole, sont intégrées verticalement et la majeure partie des transactions pétrolières mondiales sont effectuées à l'intérieur de leur réseau de filiales. À l'intégration verticale s'ajoute une intégration horizontale (géographique) qui permet aux Majors de gérer sous une même autorité des gisements dispersés dans plusieurs pays. (Ayoub, 1996) La structure du marché repose sur un système de concessions par lequel les multinationales et les

<sup>1</sup> Cinq des Majors sont américaines : Exxon, Mobil, Standard Oil, Texaco et Gulf. Les deux autres sont britannique (British Petroleum) et anglo-hollandaise (Royal Dutch-Shell). La compagnie française de pétrole (maintenant Total) maintient un statut de semi-major, alors qu'un groupe de compagnies indépendantes telles Continental Oil, Marathon, Amerada Hess et Occidental Oil évolue dans l'ombre des Majors.

gouvernements des pays disposant d'importantes ressources pétrolières sont liés contractuellement; des droits d'exploitation à long terme des champs pétrolifères sont accordés aux compagnies pétrolières en échange du paiement de redevances.

Ce système qui assurait une certaine stabilité du marché pétrolier s'est écroulé à la suite des deux chocs pétroliers de 1973 et 1979. Le premier choc est déclenché par la guerre de 1973 entre Israël et l'Égypte. Les pays arabes riches en ressources pétrolifères profitent de l'occasion pour nationaliser unilatéralement une partie importante des actifs de production détenus par les Majors. Le contexte international est propice au coup d'éclat des pays producteurs : les pays occidentaux achèvent le processus de désengagement colonial, l'ONU s'appuie sur le principe de souveraineté pour encourager la prise en main par chaque État de ses ressources naturelles, et une hausse de consommation du pétrole semble assurée pour plusieurs années en raison du développement accéléré du Japon. (Korazémo, 1996) Cette crise entraîne le quadruplement du prix du baril de pétrole, qui passe de 3\$ à 12\$ en quelques mois. La hausse soudaine du prix du baril de pétrole affectera durement l'économie des pays consommateurs, mais c'est toutefois l'abandon du système de concessions qu'implique la vague de nationalisations qui représente le changement le plus important. Bien que les nationalisations demeurent partielles dans plusieurs cas, un changement structurel fondamental est néanmoins amorcé dans le secteur pétrolier avec le déclin des compagnies privées en faveur des compagnies nationales (Penrose, 1987).

Tout au long des années 70, les multinationales ont vu leurs activités de production diminuer. Le retrait des Majors de l'amont du marché culminera en 1979 suite à la révolution iranienne et à leur expulsion du pays. Les Majors perdent une bonne partie de leur approvisionnement lorsque l'Iran arrête ses exportations et que sa compagnie nationale (NIOC) commence à vendre directement sur le marché spot. Cet événement constitue, selon Torrens (1980), le bouleversement le plus important de l'histoire de l'industrie pétrolière. Les pays producteurs où les nationalisations étaient demeurées partielles jusqu'alors (voir tableau 1) ont emboîté le pas pour expulser les multinationales occidentales du Moyen-Orient. Ces dernières se sont ainsi vues dans l'obligation de réduire leurs ventes aux tierces parties et ont dû se concentrer sur l'approvisionnement de leur propre réseau. La dé-intégration forcée subie par les entreprises dominantes du marché pétrolier a été d'une ampleur sans précédent : en 1970, les sept Majors possédaient 60% de la production non-communiste et 30% supplémentaires étaient contrôlés par différentes compagnies privées de taille intermédiaire; en 1982, les Majors ne contrôlent plus que 16% de la production et les autres entreprises privées n'en contrôlent plus que 21% (Penrose, 1987).

Les deux crises pétrolières constituent les événements déclencheurs d'une tendance qui modifiera profondément la structure du marché pétrolier mondial, soit le déclin des grandes compagnies privées et le rôle sans cesse plus important des compagnies nationales non seulement dans les pays exportateurs, mais également dans les pays importateurs. Les gouvernements producteurs tentent en effet de vendre directement le pétrole aux pays consommateurs sans passer par les Majors, ce qui confère un rôle plus important aux petites compagnies indépendantes et surtout aux compagnies nationales des pays importateurs. Entre 1973 et 1980, les ventes directes entre gouvernements sont multipliées par six. (Torrens, 1980)

**Tableau 1 Statut des relations entre les gouvernements et les compagnies pétrolières avant la crise de 1979 pour les principaux pays producteurs**

Pays	Principales compagnies impliquées (la compagnie nationale est en italique)	Commentaires
Arabie Saoudite	<i>Petromin</i> , Aramco (Exxon, Mobil, Socal, Texaco)	Nationalisation de facto en 1976
Iran	<i>NIOC</i> , Iran Consortium, plusieurs <i>joint ventures</i> et compagnies <i>offshore</i>	Nationalisation effective du consortium avec contrats de vente aux Majors
Irak	<i>INOC</i> , quelques <i>joint ventures</i>	Nationalisation complète dès 1975
Koweït	<i>KOC</i> , Arabian Oil Company (Koweït, Japon)	AOC opère dans la partie koweïtienne de la zone neutre et est nationalisée à 60%
Abu Dhabi	<i>ADNOC</i> , plusieurs compagnies concessionnaires	Participation à 60% de l'État dans les concessions
Algérie	<i>Sonatrach</i> , quelques <i>joint ventures</i> , 2 concessions (Total & Getty)	Les <i>joint ventures</i> sont des contrats d'exploration et de partage de la production, Sonatrach détient une participation de 51 à 100% dans tous les puits
Lybie	<i>Linoco</i> , Exxon, Mobil, Occidental, Agip, Elf	Les compagnies ont accepté une participation étatique de 51% ou ont été nationalisées
Nigéria	<i>NNPC</i> , Shell, BP, Gulf Mobil et ENI ont des concessions	55% de participation étatique dans les concessions
Indonésie	<i>Pertamina</i> , Caltex, plusieurs contrats de partage de production	Flexibilité des conditions contractuelles
Vénézuela	<i>Petroven</i>	Complètement nationalisée (1976), contrats de services avec les compagnies étrangères

Source : Torrens, 1980, p.16

La constitution graduelle de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) en cartel effectif consacre la nouvelle structure de marché qui s'est mise en place depuis 1973. Le

système oligopolistique et verticalement intégré des Majors est remplacé par une structure bicéphale : les pays de l'OPEP contrôlent les activités en amont (production et commercialisation du pétrole brut) et les compagnies contrôlent les activités en aval (transport, raffinage, distribution et vente des produits raffinés). (Ayoub, 1996)

Au lendemain des nationalisations, les pays de l'OPEP passent de simples collecteurs de taxes au statut de producteurs et vendeurs de leur propre pétrole sur le marché international. Le modèle OPEP, dont le redoutable défi consiste à décider collectivement du niveau des prix, est fondé sur cinq caractéristiques :

- L'État producteur devient le seul et unique propriétaire de ses réserves;
- La détermination des prix du pétrole par l'OPEP se fait selon un processus de « négociation-compromis » quasi-permanent entre les membres et doit aboutir à des décisions votées à l'unanimité;
- Les sociétés pétrolières nationales remplacent les sociétés étrangères nationalisées avec la double mission de gérer les réserves des hydrocarbures de chaque pays et d'agir comme agent de développement économique;
- L'État, détenteur de la rente pétrolière, est omniprésent dans le processus du développement économique général;
- Absence du processus démocratique de contrôle. (Ayoub, 1996, pp. 155-156)

La stratégie des prix de l'OPEP s'est le plus souvent révélée un échec depuis 1983 en raison de mauvaises interprétations de l'évolution de l'offre et de la demande et de l'incapacité chronique de l'organisme à trouver un consensus à long terme entre ses membres. En comparaison, la période précédente les nationalisations était caractérisée par une remarquable stabilité des prix.

### *1.2.2 Modification des stratégies dans la nouvelle structure du marché*

Le processus de dé-intégration verticale forcée a conduit les multinationales à accroître leur degré d'intégration horizontale par une augmentation des investissements dans les produits énergétiques non-pétroliers. Plusieurs Majors se sont également aventurées dans des secteurs non reliés à l'énergie tel que la vente au détail. La stratégie de diversification des produits, qui a atteint son sommet dans les années 70, a cependant été abandonnée dans les années 80 suite à des résultats décevants sauf dans les autres produits énergétiques. (Ross, 1987)

Malgré les intenses bouleversements survenus dans l'industrie pétrolière tout au long des années 70 et 80, les grandes compagnies privées ont maintenu une forte présence internationale et ont conservé leur pouvoir financier. La perte d'immenses réserves pétrolières n'a donc pas érodé la capacité des Majors à faire de la gestion de projet à grande échelle. (Ross, 1987) Le contexte des années 80<sup>2</sup> a toutefois forcé les conseils d'administration à modifier leur stratégie globale. Il

---

<sup>2</sup> Selon Ross (1987, p.69), le contexte pétrolier des années 80 est caractérisé par trois développements : la demande est demeurée statique ou a même décliné sur les marchés importants, une capacité excédentaire s'est développée

convient ici de distinguer les stratégies en amont des stratégies en aval puisque les premières n'ont que superficiellement changé (mis à part une hausse des activités dans les pays non-OPEP) alors que les secondes ont connu de profondes transformations.

Avant les nationalisations, la stratégie des Majors en aval consistait à investir pour se débarrasser du brut en quantités toujours croissantes (Deagle, 1987). Le brusque retrait de ces compagnies des activités d'exploration et de production les a forcées à rendre plus rentables leurs activités de vente et de marketing. La stratégie mise de l'avant afin d'atteindre cet objectif consistait à augmenter les performances marché par marché en haussant l'autonomie des filiales. Ce mouvement de décentralisation a renforcé le processus de dé-intégration induit par la structure bicéphale du marché. (Ross, 1987) Au milieu des années 80, le peu d'intégration verticale qui reste dans l'industrie semble menacée. La déréglementation du marché de l'énergie<sup>3</sup> aux États-Unis, en combinaison avec une hausse de l'efficacité énergétique et de la baisse des prix réels du pétrole crée en effet un terrain fertile pour le développement de la concurrence et l'émergence d'un secteur commercial fort mais atomisé en aval du marché pétrolier. (Deagle, 1987) La montée de vigoureuses compagnies indépendantes entoure dorénavant ce qui était autrefois un oligopole fermé.

Selon certains observateurs, le mouvement de dé-intégration qui s'est poursuivi jusqu'à aujourd'hui est également le résultat de l'évolution des coûts de transaction. La science économique postule que toutes choses étant égales par ailleurs, l'intégration se poursuit jusqu'à ce que les coûts de transaction à l'intérieur de la firme dépassent les coûts de transaction avec l'extérieur. Or, plusieurs facteurs ont fait en sorte que les coûts de transaction avec les firmes extérieures ont baissé au cours des trois dernières décennies :

*« Abandonment of fixed exchange rates created a market for the instantaneous transmission of exchange rates by wire services.*

*Nationalization of the interests of the majors eliminated the tax advantage associated with processing equity oil.*

*Deregulation of crude oil and product markets reduced margins for refiners, ended mandatory distribution requirements, and forced retionalization across the industry. »*

(Petroleum Intelligence Weekly, 11 août 1997, p.7)

Dans plusieurs pays et particulièrement aux États-Unis, les coûts de transaction interne ont quant à eux augmenté durant la même période en raison des régulations gouvernementales favorisant les producteurs indépendants plutôt que les grandes firmes intégrées. Finalement, la taille toujours plus imposante des Majors a également joué en faveur de la dé-intégration puisque les coûts d'opération d'une compagnie intégrée augmentent à mesure que celle-ci prend de l'expansion en raison de l'importance accrue que prennent les activités d'administration. Ces développements font dire à certains spécialistes que la recherche de l'intégration dans le secteur pétrolier n'est plus justifiable.<sup>4</sup>

---

dans tous les secteurs de l'industrie, et la politisation de l'énergie internationale initiée dans les années 70 s'est poursuivie.

<sup>3</sup> La politique américaine de l'énergie est radicalement modifiée en 1981: le concept de "moral equivalent of war" fait place au concept de "laissez-faire". Les prix des produits pétroliers sont par conséquent complètement déréglementés. (Petroleum Intelligence Weekly, 18 décembre 1989, p.2)

<sup>4</sup> « The 'de-integration' of the energy industry », Petroleum Intelligence Weekly, 11 août 1997, p.7

### 1.2.3 Développement des marchés boursiers

Jusqu'en 1973, le pétrole circulait principalement à l'intérieur des réseaux intégrés des Majors. En 1973-74, le brut ne constituait donc qu'un maigre 5% des transactions effectuées sur le marché spot, aussi connu sous les appellations de « marché libre » et « marché de Rotterdam ». Ce marché ne servait alors qu'à stabiliser les déséquilibres temporaires (excédents et déficits) des producteurs et distributeurs de sous-produits. (Ayoub, 1996) Le fonctionnement du marché spot s'apparente à celui de la bourse car « les transactions sont conclues à des prix d'équilibre se trouvant entre le prix minimum auquel le vendeur est disposé à vendre sa cargaison et le prix maximum auquel l'acheteur est prêt à payer la même cargaison. »<sup>5</sup> La plupart des transactions y sont effectuées par des courtiers et négociants qui jouent le rôle d'intermédiaires. À la différence d'un marché boursier traditionnel, le marché spot n'a pas de lieu physique, ne publie pas les cotations et fonctionne vingt-quatre heures sur vingt-quatre.

À partir du premier choc pétrolier, les activités sur le marché spot se sont graduellement accrues jusqu'en 1983 en raison d'événements ponctuels tels que l'embargo de 1973, que quelques producteurs et importateurs ont tenté de contourner, et la vente directe de brut sur ce marché par l'Iran en 1980. Ce sont cependant les changements fondamentaux dans la structure de l'industrie qui sont à l'origine de la vente massive de brut sur le marché spot à partir de 1983. Selon Ayoub, la fracture entre l'amont et l'aval du marché pétrolier s'est manifestée par trois phénomènes qui ont contribué à l'émergence du marché spot en tant que marché de référence :

« Le premier facteur est le déséquilibre en approvisionnement des Majors suite au changement de leur situation juridique dans les pays producteurs. Le deuxième facteur est le fait que les États-Unis soient devenus, au fil des ans et en dépit de la crise de 1973, des grands importateurs de pétrole brut étranger. Le troisième, et peut-être le plus important facteur, est la disponibilité en pétrole brut dans les pays de l'OPEP, résultat de la récupération presque totale par ces pays du stade de la production et de la commercialisation du brut. »<sup>6</sup>

Le marché OPEP, intégré ni verticalement ni géographiquement, n'a jamais réussi à s'imposer comme une solution de rechange acceptable au marché intégré des Majors, lequel assurait une grande stabilité des prix. Le surplus d'offre chronique des pays producteurs est à l'origine de la baisse régulière des prix du pétrole à partir de 1981 et tout au long des années 80. Ces surplus étaient généralement écoulés sur le marché spot à un prix inférieur au prix officiel fixé par l'OPEP.

« During the 1970s and early 80s the national oil companies of the producing countries continued to expand their own arrangements to dispose of the oil that had previously flowed through the companies' vertically integrated systems. Over the years they encountered increasing problems in selling it on long-term contracts at official prices. In consequence, their oil became available in spot markets in ever larger quantities so augmenting the effect

---

<sup>5</sup> Korazémo, 1996, p.16

<sup>6</sup> Ayoub, 1996, p.97

of the increasing non-OPEC supplies. The 'market' quickly became a crucial element in the wider structure of the industry. 'Market-related' pricing for oil replaced the 'transfer pricing' that had ruled in the old vertically integrated structure. »<sup>7</sup>

Est spot « toute vente dont les prix sont fixés instantanément, ou révisables à très court terme, et ne faisant pas l'objet de contrats à moyen terme entre les producteurs et les compagnies. »<sup>8</sup> Ayant perdu la majeure partie de leurs réserves, les Majors sont rapidement devenus d'importants négociants sur le marché spot. Les transactions effectuées sur ce marché étant naturellement risquées, les intervenants ont cherché à se mettre à l'abri des variations imprévisibles du prix du baril de pétrole. Parallèlement au marché physique s'est donc constitué un marché financier où les opérateurs négocient des contrats qui sont en fait des promesses de vente d'un produit à une date ultérieure et pour un prix immédiatement fixé. Comme le fait remarquer Percebois (1987, p.59), peu de contrats arrivent à échéance et donnent lieu à une transaction physique :

« L'intérêt du marché à terme ne réside pas en effet dans une livraison différée mais plutôt dans la gestion du risque lié aux fluctuations du cours. La plupart des opérateurs prennent des positions sur le marché pour se protéger des fluctuations de prix et gérer leur couple rentabilité-risque. Sur le marché à terme du pétrole s'échange donc du « paper baril » (baril-papier ou baril-titre) : cargaison le plus souvent fictive, vendue à terme et dont la date de livraison est suffisamment éloignée (deux à trois mois) pour qu'elle puisse passer de main en main avant qu'une date précise ne soit fixée. »

Il va sans dire que ce type de mécanisme donne lieu à beaucoup de spéculation, rendant du même coup le prix du pétrole plus volatile. Les marchés boursiers présentent toutefois certains avantages : les spéculateurs produisent des signaux sur le futur à partir des positions qu'ils prennent et assurent la liquidité de ces marchés. Plus important encore, ils permettent le transfert du risque du prix que les compagnies et les producteurs ne veulent pas assurer. Le rôle des marchés boursiers est donc primordial afin d'assurer la fluidité des échanges entre les deux parties de la structure de marché bicéphale qui caractérise l'industrie pétrolière.

#### 1.2.4 Réintégration, internationalisation et privatisations

Bien que de puissantes forces aient favorisé le mouvement de dé-intégration, plusieurs tentatives de réintégrations ont été effectuées non seulement par les firmes pétrolières privées, mais également par les compagnies nationales des pays exportateurs. Ces tentatives s'expliquent par la conviction pour plusieurs dirigeants d'entreprise que l'intégration constitue une caractéristique inhérente à l'industrie pétrolière puisque toutes les phases de production sont intensives en capital. Paul H. Frankel, président de *Petroleum Economics Ltd*, résume ainsi l'idée qui a structuré le secteur du pétrole tout au long du XX<sup>e</sup> siècle :

« What is virtually permanent is the fact that our industry comprises all its phases, with each on its own not being economically viable for any length of time once the enterprise has

---

<sup>7</sup> Penrose, 1987, p.16

<sup>8</sup> Percebois, 1987, p.58

reached a certain size. Therefore, however much temporary events appear to deintegrate the industry, it will, in one form or another, always tend again to coalesce. »<sup>9</sup>

Une telle vision de l'intégration ne fait toutefois plus l'unanimité parmi les spécialistes du marché pétrolier. Depuis vingt ans, les efforts entrepris par les Majors et les compagnies nationales afin d'atteindre un degré plus élevé d'intégration n'ont d'ailleurs pas été couronnés de succès.

#### 1.2.4.1 Intégration verticale et internationalisation des pays producteurs

La tentative d'intégration verticale a commencé, pour les compagnies nationales des pays producteurs, par une augmentation des capacités de raffinage à domicile. L'Arabie Saoudite et le Koweït ont été les premiers à développer une importante industrie pétrochimique au Moyen-Orient, souvent en coopération avec les Majors. (Penrose, 1987) Cette expansion s'est accompagnée d'une réduction des mêmes activités en Europe.

L'intégration en aval est généralement motivée par « *the desires to secure market outlets for crude production, to profit from downstream value added, to bolster market power and presence and to balance the cycles of the petroleum industry...* »<sup>10</sup> Quant aux acquisitions à l'étranger, elles constituent pour les pays producteurs un moyen afin de s'assurer des débouchés dans les pays consommateurs et d'augmenter les parts de marché. De ce point de vue, les processus d'intégration verticale et d'internationalisation sont intimement liés. Dès le milieu des années 80, KPC (Koweït) et PDV (Venezuela) ont commencé à s'aventurer dans le secteur aval aux États-Unis par l'achat d'installations pétrochimiques. KPC se concentrera par la suite sur les marchés européens et asiatiques. Le tableau 2 présente les principales acquisitions en aval par les pays producteurs (OPEP et non-OPEP) survenues dans les années 80.

Malgré tous les efforts d'intégration verticale et d'internationalisation, le « club aval » des pays de l'OPEP est toujours limité à quatre membres en 1990 : le Venezuela, l'Arabie Saoudite, le Koweït et la Libye. Les partenariats entre les Majors et les compagnies nationales de l'OPEP se font plus fréquents dans les années 90 et prennent souvent la forme de *joint ventures*. Le plus connu d'entre eux est sans doute l'alliance Aramco-Texaco-Shell dans le secteur aval du marché pétrolier de la côte Est américaine, qui constitue la plus grande expérience dans la consolidation en aval sur le marché américain. Le regroupement des trois géants leur permet de contrôler 15% du marché de la vente aux États-Unis avec 25 000 stations-service et une capacité de raffinage de 1,7 millions de barils par jour.<sup>11</sup> Les opérations combinées n'ont toutefois pas atteint les rendements escomptés, ce qui eu pour effet de faire douter les investisseurs quant à la viabilité de ce type de partenariat par rapport aux méga-fusions plus populaires.

<sup>9</sup> « Assessing integration role of national firms », Petroleum Intelligence Weekly, 11 novembre 1985, p.8

<sup>10</sup> « What's next for Opec's downstream club? », Petroleum Intelligence Weekly, 15 janvier 1990, p.2

<sup>11</sup> « Shell-Texaco merger puts brand strategy at forefront », Petroleum Intelligence Weekly, 1<sup>er</sup> juin 1998



**Tableau 2 Acquisitions en aval par les principaux pays exportateurs de 1980 à 1988**

Années	Acheteurs	Pays	Vendeurs	Secteurs	Participations
1983	Koweït	Bénélux	Gulf Oil	Raffinage, distribution	100%
1983	Koweït	Danemark, Suède	Gulf Oil, BP	Raffinage, distribution	100%
1984	Koweït	Italie	Gulf Oil	Distribution	100%
1986/87	Koweït	Royaume-Uni	Hays, Ultramar, Nafta	Distribution	100%
1988	Koweït	Italie	Continental Oil	Distribution	100%
1983/86	Vénézuéla	Allemagne	Ruhr Oel, Veba	Raffinage, distribution	50%
1986	Vénézuéla	Etats-Unis	Citgo, Southland	Raffinage, distribution	50%
1986	Vénézuéla	Suède	Nynas, A. Johnson		50%
1987	Vénézuéla	Etats-Unis	Champlin, U. Pacific		50%
1983/1987	Lybie	Italie	Tamoil, Amoco, Fintermica	Raffinage, distribution	70%
1988	Abu Dhabi	Espagne	Cespa		10%
1979	Mexico	Espagne	Petronor		34%
1988	Mexico	Espagne	Repsol		10%
1988	Arabie Saoudite	Danemark	Texas	Raffinage, distribution	-----
1985	Norvège	Suède	Exxon	Raffinage, distribution	-----
1986	Norvège		Exxon	Marketing, pétrochimie	-----

Source : Koraxémo, 1996, p.19

L'intégration en aval, bien qu'ayant représenté une tendance importante dans les années 80 et 90 pour les compagnies nationales des pays producteurs, demeure un objectif lointain dans la plupart des cas. En dépit des efforts de diversification d'Aramco, par exemple, les Majors achètent encore 40% de la production saoudienne.<sup>12</sup> Pour presque tous les pays de l'OPEP, les acquisitions d'actifs de raffinage et de marketing ne sont pas arrivées à compenser la hausse de production.

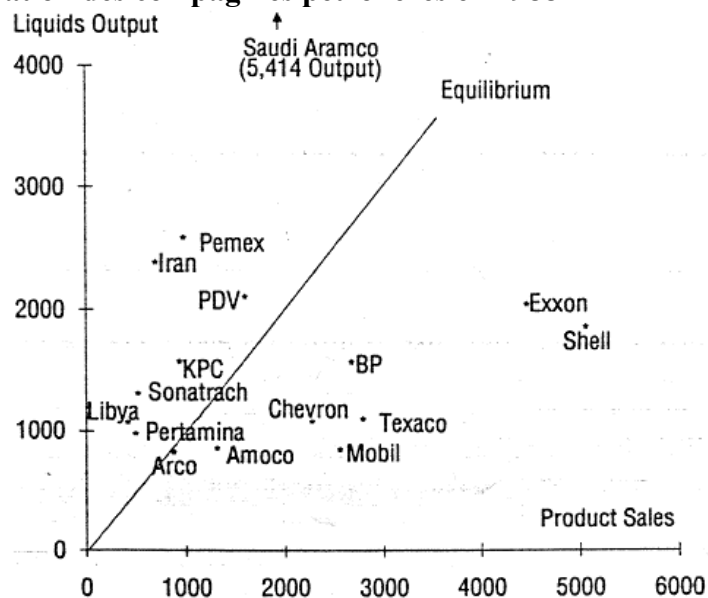
<sup>12</sup> « Transforming the world's largest oil company », Petroleum Intelligence Weekly, 30 mai 1994

### 1.2.4.2 Réintégration verticale des Majors

En terme d'intégration verticale à la fin des années 80, la situation des Majors se trouve à l'opposé des pays de l'OPEP. Alors que les quatre membres de l'organisation possédant une capacité substantielle de raffinage ne sont pas en mesure d'écouler plus de 60% de leur production dans leurs installations pétrochimiques, les Majors produisent tout juste assez de brut pour approvisionner leurs raffineries. Pour ces dernières, la réintégration verticale est une quête incessante pour reconstituer les réserves perdues lors des nationalisations. La première étape pour y parvenir a consisté à investir dans les pays non-OPEP afin de s'assurer des sources d'approvisionnement stables. (Korazémo, 1996)

La figure 8 présente le degré d'intégration dans l'industrie pétrolière en 1988 en comparant la production et les ventes de chaque compagnie en milliers de barils par jour. La situation est clairement dichotomique, avec les compagnies nationales en amont et les Majors en aval. Les compagnies les plus intégrées sont Arco et Elf Aquitaine (cette dernière n'est pas sur le graphique).

**Figure 8 Intégration des compagnies pétrolières en 1988**



Source : Petroleum Intelligence Weekly, 11 décembre 1989, p.1

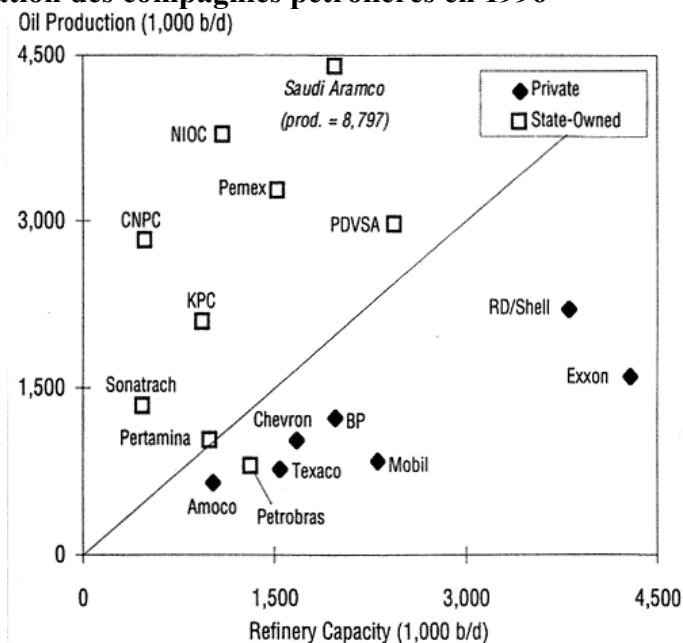
La majorité des acquisitions effectuées à la fin des années 80 par les grandes compagnies privées se font dans le secteur amont. Plusieurs petites firmes d'exploration et de production en difficulté acceptent de vendre leurs droits d'exploitation. En dépit de toute cette activité, le niveau d'intégration des Majors continue de baisser.<sup>13</sup> Après une pause entre 1990 et 1992, les acquisitions en amont reprennent de plus belle au milieu des années 90 et les transactions sont de plus en plus importantes. D'autres tendances empêchent cependant une véritable réintégration. La

<sup>13</sup> « Integration levels at major oil firms keep eroding », Petroleum Intelligence Weekly, 11 juin 1990

croissance rapide des activités des Majors dans le marketing et le commerce de produits raffinés ont plus que compensé les acquisitions de réserves. De plus, le déclin des activités de raffinage (où les marges de profit ont considérablement diminué en vingt ans) au sein de la plupart des grandes firmes pétrolières consacre l'abandon du modèle de la compagnie intégrée « du puit à la pompe ».

Comme l'indique la figure 9, la situation de l'industrie pétrolière en terme d'intégration verticale n'a guère changé en huit ans, à quelques exceptions près. Les grandes compagnies nationales poursuivent leur domination en amont alors que les Majors conservent des positions solides en aval. Le bilan des tentatives de réintégration verticale des Majors est à peu près le même que celui des compagnies nationales. Malgré les opportunités récentes d'investissement en amont pour les Majors (libéralisation au Brésil et en Russie pour ne nommer que ces pays) et en aval pour les compagnies nationales, la structure bicéphale du marché demeure bien en place.

**Figure 9 Intégration des compagnies pétrolières en 1996**



Source : Petroleum Intelligence Weekly, 22 décembre 1997, p.1

#### 1.2.4.3 Fusions et acquisitions dans les années 80

Le principal facteur à l'origine des nombreuses fusions et acquisitions des années 80 est le surplus d'offre du pétrole brut qui caractérise l'ensemble de cette période. Les compagnies devaient faire face à des coûts de production trop élevés au regard du faible niveau des prix de l'époque, ce qui entraîna de nombreuses fermetures et fusions en aval du marché. Les Majors ne

furent pas épargnées comme en témoignent les fusions de Gulf avec Chevron et de Getty Oil avec Texaco en 1984. Les transactions les plus importantes se sont effectuées dans la première moitié de la décennie alors que l'importance accrue de l'efficacité concurrentielle a provoqué le retrait de plusieurs compagnies qui n'étaient pas assez compétitives. Les compagnies bien établies ont quant à elles recouru à la rationalisation et aux fusions pour maintenir leur position. (Ross, 1987)

Le mouvement de fusions et acquisitions est initié dès 1981 lors de l'acquisition de Conoco par Du Pont. Cette transaction constitue la première fusion importante dans l'industrie du pétrole. Quelques mois plus tard en janvier 1982, US Steel acquiert Marathon pour 6,2 milliards. Le rythme des fusions s'est brusquement accéléré en 1984 : Texaco acquiert Getty Oil pour 10 milliards de dollars, Chevron acquiert Gulf Oil pour 13,4 milliards et Mobil acquiert Superior Oil pour 5,7 milliards. Dans la plupart des cas, les acquéreurs cherchent à renforcer leur position en amont. La dernière fusion majeure des années 80 a eu lieu en janvier 1986, peu avant la chute subite du prix du brut, avec l'acquisition de Midcon par Occidental pour une valeur de 3 milliards.<sup>14</sup> Les fusions-acquisitions du début des années 80 sont résumées dans le tableau 3.

**Tableau 3 Les plus importantes fusions-acquisitions du début des années 80**

	Année	Valeur en milliards de dollars US
Socal /Gulf	1984	13,2
Texaco /Getty	1984	10,1
Dupont/Conoco	1981	7,8
US Steel/Marathon	1982	6,4
Mobil/Superior	1984	5,7
Occidental/Cities Services	1982	4,2
Philipps/General American Oil Co.	1983	1,2
Philipps/Raynold's Aminoil	1984	1,7

Source : Rees, 1987, p.95

Les acquisitions reprennent à la fin des années 80 sous l'impulsion des grandes compagnies qui cherchent encore une fois à augmenter leurs réserves.<sup>15</sup> Les transactions sont nombreuses mais n'ont pas l'ampleur des fusions du début de la décennie et n'influencent pas le classement des compagnies pétrolières, qui en 1987 se présente tel qu'indiqué dans le tableau 4.

<sup>14</sup> « The 1980s : a profile of a turbulent decade », Petroleum Intelligence Weekly, 18 décembre 1989

<sup>15</sup> Ibid.

**Tableau 4 Classement des compagnies pétrolières pour 1987**

Rang	Compagnie	Pays	Étatique	Réserves (millions de Bbls)		Production (baril/jour)	
				Liquides	Gaz	Liquides	Gaz
1	Saudi Aramco	Arabie Saoudite	X	167,400	23,667	4,348	432
2	Royal Dutch/Shell	Pays-Bas/R-U		7,939	3,517	1,803	1,089
3	Exxon	États-Unis		6,634	3,728	1,835	871
4	PDVSA	Vénézuela	X	58,084	16,708	1,653	299
5	NIOC	Iran	X	92,860	82,403	2,333	258
6	Chevron	États-Unis		3,010	1,574	1,338	445
7	Texaco	États-Unis		3,089	1,248	1,065	347
8	Mobil	États-Unis		2,397	3,381	781	764
9	Pertamina	Indonésie	X	9,000	12,184	778	589
10	British Petroleum	Royaume-Uni		5,005	1,429	1,425	132
11	Pemex	Mexique	X	47,175	12,472	2,540	56
12	Amoco	États-Unis		2,580	2,567	797	467
13	KPC	Koweït	X	94,525	7,268	971	85
14	Sonatrach	Algérie	X	8,500	17,364	1,072	696
15	INOC	Iraq	X	100,000	5,886	2,244	60

Source : Petroleum Intelligence Weekly, 12 décembre 1988, p.4

Le classement annuel présenté ci-dessus a été compilé pour la première fois par le *Petroleum Intelligence Weekly* en 1988<sup>16</sup> et démontre à quel point l'industrie pétrolière a été bouleversée depuis l'époque des sept sœurs. Les compagnies nationales sont dominantes dans le groupe des 50 plus grandes compagnies puisque 28 d'entre elles sont sous contrôle étatique. Le groupe est également fort diversifié : plus de 30 pays sont représentés. Malgré la montée des compagnies étatiques, les Majors sont parvenues à se maintenir dans les dix premières positions.

Inclure dans un même classement les firmes privées et étatiques n'est pas une tâche aisée et c'est pourquoi les rédacteurs du *Petroleum Intelligence Weekly* se sont limités dans leur choix de critères opérationnels aux réserves, à la production, à la capacité de raffinage et aux ventes plutôt qu'aux aspects financiers tels les actifs ou les revenus, qui sont plus difficilement comparables. La méthodologie employée par PIW pour déterminer le classement des compagnies est donc biaisée en faveur des compagnies intégrées et celles qui ont des positions fortes en amont.<sup>17</sup> Le tableau 5, qui présente un classement des dix premières compagnies en terme de revenus, démontre d'ailleurs que contrairement au classement précédent, les Majors dominent l'industrie pétrolière lorsqu'il est question des critères financiers.

<sup>16</sup> Le classement du *Petroleum Intelligence Weekly* comprend les cinquante plus grandes compagnies. Pour des raisons d'espace, seules les quinze premières sont présentées ici.

<sup>17</sup> « PIW Ranks World's Top 50 Oil Companies », Petroleum Intelligence Weekly, 16 décembre 1996

**Tableau 5 Classement des compagnies en terme de revenus**

Rang	Compagnie	Revenus des ventes pour 1988 (millions \$)
1	Exxon	88 563
2	Royal Dutch/Shell	78 394
3	Mobil	54 361
4	British Petroleum	46 177
5	Texaco	35 138
6	Chevron	28 857
7	ENI	25 438
8	Saudi Aramco	24 600
9	Amoco	23 919
10	Elf Aquitaine	22 556

Source : Petroleum Intelligence Weekly, 11 décembre 1989

#### 1.2.4.4 Privatisations

La privatisation<sup>18</sup> des entreprises étatiques dans le secteur de l'énergie représente un changement d'ordre historique. Certaines des compagnies récemment privatisées telles British Petroleum, British Gas, Total (France), Repsol (Espagne) et ENI (Italie) sont parmi les plus grandes compagnies pétrolières des pays industrialisés. Bien que ces privatisations aient été parmi les plus importantes à avoir été réalisées pour plusieurs pays de l'OCDE, le transfert de contrôle n'a que superficiellement modifié le comportement de l'industrie. Dans ces pays en effet, les gouvernements ont traditionnellement exercé un degré limité de contrôle et les compagnies en question ont été habituées à opérer de façon autonome. Deux développements doivent cependant être soulignés. Les efforts de libéralisation ont sans contredit engendré un grand nombre d'opportunités d'investissements qui se sont traduites par des transactions de plusieurs milliards de dollars entre les grandes compagnies pétrolières. L'impact des privatisations dans les pays en développement est déterminant à cet égard puisque l'ouverture de certains champs pétrolifères (en ex-Union soviétique et en Amérique latine par exemple) aux investisseurs étrangers a permis les plus grandes acquisitions de réserve depuis la découverte des champs de la Mer du Nord.<sup>19</sup> Le second changement induit par les privatisations à l'échelle de l'industrie est l'augmentation du nombre de compagnies sous le contrôle d'investisseurs étrangers, surtout américains. Plusieurs compagnies américaines ont en effet joué un rôle clé pour financer la privatisation de firmes énergétiques étrangères, causant ainsi une certaine inquiétude parmi les investisseurs et les législateurs locaux.

La récente vague de privatisations dans le secteur de l'énergie s'inscrit dans le contexte mondial d'une plus grande confiance envers les forces du marché et d'une plus grande méfiance

<sup>18</sup> En raison des nombreuses formes que peuvent prendre les privatisations, nous avons choisi une interprétation large du terme « privatisation » : tout mouvement vers une économie de marché, ou tout mouvement qui diminue la participation et le contrôle étatiques et augmente la participation et le contrôle privés.

<sup>19</sup> « Privatization and the globalization of energy markets », DOE/EIA-0609(96), octobre 1996

envers les interventions gouvernementales. L'engouement pour la gestion privée des ressources naturelles découle directement de la mondialisation de l'économie :

« Several decades of rapid growth in international trade and investment have made competitiveness in international trade an essential factor in a nation's ability to create jobs, raise real wages, and generate wealth. For many nations, privatization has become the only effective method of raising investment capital on favorable terms. High levels of past public sector borrowing have saddled many nations with large levels of debt. As a consequence, the nations have had little recourse but to sell state assets to reduce debt, generate revenue, and raise investment capital. »<sup>20</sup>

Le mouvement de privatisations est également lié au développement de la compagnie énergétique internationale. Il y a trente ans, seules quelques compagnies étaient considérées comme « multinationales » dans le secteur de l'énergie. Les années 80 et 90 ont cependant vu l'apparition d'un grand nombre de compagnies intermédiaires dont les activités sont de plus en plus internationales et de plus en plus diversifiées (pétrole, gaz, électricité).

### 1.2.5 Fusions, acquisitions et concentration dans les années 90

Selon les rédacteurs de *Petroleum Economist*, il est possible de distinguer trois phases de fusions et acquisitions dans les années 90. La phase 1, dite « sans liquidité », s'étend de 1990 à 1993 et se caractérise par un capex (*capital expenditure*) élevé, des coûts élevés et l'instabilité du prix du brut. Les grandes compagnies demeurent sur la défensive lors de cette période et les fusions et acquisitions s'effectuent au niveau tactique des actifs périphériques. En 1994 s'amorce la phase « avec liquidité » (phase 2), caractérisée par un capex et des coûts à la baisse ainsi qu'un prix du pétrole plus stable. Après les intenses coupures du début des années 90, les conseils d'administration ont cherché à augmenter la profitabilité de leur compagnie par d'autres moyens, dont l'acquisition de compagnies d'exploration et de production de taille moyenne : Statoil a acquis Aran, Talisman a acquis Goal, Amoco a acquis Home, Mobil a acquis Ampolex, Clyde a acquis Crusader, Gulf Canada a acquis Clyde et YPF a acquis Maxus. Cette période se termine en 1998, année qui marque le début de la phase stratégique de fusions et acquisitions (phase 3) où on assistera au type de méga-fusions qui a déjà bouleversé plusieurs secteurs d'activité économique tels le secteur bancaire et celui des télécommunications.<sup>21</sup>

Le début des années 90 a donc été une période difficile pour l'industrie pétrolière. La guerre du Golfe ralentit les activités d'expansion initiées à la fin des années 80, le prix du brut demeure bas et l'économie mondiale traverse une récession. Durant cette période de consolidation et de restructuration, les compagnies pétrolières effectuent des mises à pied massives et l'attitude de l'industrie dans son ensemble se caractérise par un repli sur elle-même.<sup>22</sup>

<sup>20</sup> « Privatization and the globalization of energy markets », DOE/EIA-0609(96), octobre 1996, p.4

<sup>21</sup> KNIGHT, John, « Mega-mergers arrive at last », *Petroleum Economist*, septembre 1998

<sup>22</sup> *Petroleum Intelligence Weekly*, 13 décembre 1993 et 20 octobre 1997

Les tendances lourdes liées à la restructuration de l'industrie pétrolière qui ont été amorcées dans les années 80 se poursuivent toutefois dans les années 90. Le classement des compagnies du *Petroleum Intelligence Weekly* de 1991 (tableau 6) confirme la montée continue des firmes étatiques, signalée cette fois par le dépassement de Exxon au troisième rang par Petroleo de Venezuela (PDV) et la croissance rapide de Pemex. Cette poussée des compagnies nationales est accompagnée d'une expansion des firmes européennes, le tout s'inscrivant dans le contexte du déclin relatif des compagnies américaines.<sup>23</sup>

**Tableau 6 Classement des compagnies pétrolières pour 1991**

Rang	Compagnie	Pays	Étatique	Réserves (millions de Bbls)		Production (baril/jour)	
				Liquides	Gaz	Liquides	Gaz
1	Saudi Aramco	Arabie Saoudite	X	260 936	34 507	8 716	579
2	Royal Dutch/Shell	Pays-Bas/R-U		9 681	8 844	2 082	1 094
3	PDVSA	Vénézuéla	X	62 650	23 760	2 492	471
4	Exxon	Etats-Unis		6 996	7 133	1 715	916
5	NIOC	Iran	X	92 860	132 000	3 433	470
6	Pemex	Mexique	X	50 925	11 826	3 127	481
7	Mobil	Etats-Unis		3 332	3 120	814	770
8	British Petroleum	Royaume-Uni		6 430	1 821	1 356	211
9	Chevron	Etats-Unis		3 156	1 567	958	468
10	Sonatrach	Algérie	X	9 200	23 932	1 297	990
11	Amoco	Etats-Unis		2 446	3 117	745	620
12	Pertamina	Indonésie	X	5 777	10 686	668	323
13	Texaco	Etats-Unis		2 711	1 046	790	355
14	ENI	Italie	X	3 035	2 390	488	335
15	Elf Aquitaine	France	X (51%)	2 448	1 047	556	207

Source : Petroleum Intelligence Weekly (14 décembre 1992, p.2)

La fin de la période de consolidation du début des années 90 est marquée par une activité fébrile en aval alors que les Majors effectuent des changements d'orientation importants et vendent leurs actifs non-stratégiques.<sup>24</sup> La stagnation ou même la baisse de la capacité de raffinage de plusieurs Majors qui survient à ce moment constitue un risque à long terme selon certains analystes car elles deviennent ainsi plus dépendantes de la capacité de raffinage des autres.<sup>25</sup> Les Majors ont cependant décidé d'investir de façon prioritaire dans le secteur gazier, qui s'annonce prometteur du point de vue de la croissance.<sup>26</sup> Le retour des fusions et acquisitions en 1994 est en partie lié à cette tendance puisqu'un grand nombre de transactions ont pour objet l'achat d'actifs dans le gaz naturel en Amérique du Nord. Le désir de rationaliser demeure cependant la principale motivation des transactions de cette période dans le secteur pétrolier.

<sup>23</sup> « PIW Ranks World's Top 50 Oil Companies », Petroleum Intelligence Weekly, 7 janvier 1991

<sup>24</sup> « 1992 proved tough year for reserve acquisitions », Petroleum Intelligence Weekly, 12 avril 1993

<sup>25</sup> « PIW Ranks World's Top 50 Oil Companies », Petroleum Intelligence Weekly, 23 décembre 1991

<sup>26</sup> « PIW Ranks World's Top 50 Oil Companies », Petroleum Intelligence Weekly, 13 décembre 1993



Au milieu des années 90, de nouvelles tendances voient le jour dans l'industrie pétrolière. L'une des plus importantes concerne la délocalisation des services par les Majors, qui de plus en plus font appel à des sous-contractants afin de réduire les coûts. (Pour les Majors, la réduction des coûts demeure un objectif important dans un environnement où la compétition se fait de plus en plus féroce comme en témoignent les stratégies d'internationalisation agressives des firmes étatiques et des compagnies nationales récemment privatisées.) Encore une fois, certains analystes considèrent que cette pratique pourrait avoir des effets négatifs à long terme puisque les Majors courent le risque de perdre un important savoir-faire dans plusieurs domaines. Quoiqu'il en soit, cette tendance a favorisé l'émergence d'un grand nombre de petites compagnies de services flexibles et efficaces.

À la même époque, les privatisations et libéralisations initiées en Grande-Bretagne et aux États-Unis dans les années 80 s'étendent progressivement à plusieurs régions du monde. De nombreux pays européens envisagent de privatiser les compagnies énergétiques nationales lorsque le processus n'est pas déjà enclenché. En Amérique du Sud, la privatisation de YPF (Argentine) en 1993 ouvrira la voie à des politiques semblables dans les pays voisins.<sup>27</sup>

Quel est l'impact de ces changements sur le classement des compagnies? En 1994, il est plutôt limité si l'on en croit les données du tableau 7. La principale caractéristique de ce classement, lorsque comparé au précédent, est la stabilité dans les positions de tête. À noter le retour de KPC (Koweït) dans le classement et les compagnies nationales du Vénézuéla, d'Iran et du Mexique qui avancent d'une position. Plus que jamais, les firmes étatiques dominent le haut du classement.

**Tableau 7 Classement des compagnies pétrolières pour 1994**

Rang	Compagnie	Pays	Étatique	Réserves (millions de Bbls)		Production (baril/jour)	
				Liquides	Gaz	Liquides	Gaz
1	Saudi Aramco	Arabie Saoudite	X	261 374	5 387	8 574	103
2	PDV	Vénézuéla	X	64 878	3 970	2 723	88
3	Royal Dutch/Shell	Pays-Bas/R-U		8 569	1 239	2 194	196
4	NIOC	Iran	X	94 300	21 000	3 721	111
5	Pemex	Mexique	X	49 775	1 938	3 137	103
6	Exxon	Etats-Unis		6 148	1 196	1 709	169
7	Mobil	Etats-Unis		3 444	500	854	132
8	Chevron	Etats-Unis		4 167	282	993	75
9	KPC	Koweït	X	96 500	1 499	2 097	16
10	British Petroleum	Royaume-Uni		6 538	289	1 265	29
11	Sonatrach	Algérie	X	9 979	3 720	1 288	140
12	Pertamina	Indonésie	X	4 228	1 594	1 067	119
13	Amoco	Etats-Unis		1 914	440	668	120
14	Texaco	Etats-Unis		2 684	144	783	57
15	ENI	Italie	X	2 401	305	560	59

Source : Petroleum Intelligence Weekly (18 décembre 1995, p.2)

Les tableaux 8 et 9 présentent de façon séparée les compagnies dominantes en amont et en aval au milieu des années 90. Certaines firmes fortement concentrées dans un seul secteur et qui

<sup>27</sup> « Non-US reserve deals come back strong in 1993 », Petroleum Intelligence Weekly, 11 avril 1994

n'apparaissent pas dans le classement annuel de PIW en raison de la méthodologie favorisant les compagnies intégrées sont ici mises en évidence. En amont, où dominent incontestablement les compagnies nationales, les gigantesques réserves de gaz naturel de Gazprom (Russie) lui permettent de s'installer au deuxième rang. En aval, la compagnie japonaise Idemitsu qui n'apparaît même pas dans les cinquante premières places du classement de PIW se retrouve au 14<sup>e</sup> rang lorsqu'on ne tient pas compte des réserves et de la production. Une comparaison attentive entre les deux tableaux permet de constater que les compagnies nationales font généralement mieux en aval que les Majors en amont.

**Tableau 8 Les 15 premières compagnies en amont pour 1994**

Rang	Compagnie	Réserves de gaz et de de pétrole	Production de gaz et de pétrole
1	Saudi Aramco	296 928	9 254
2	Gazprom	159 400	10 483
3	NIOC	232 900	4 454
4	Pemex	62 566	3 817
5	PDV	91 080	3 304
6	KPC	106 393	2 203
7	RD/Shell	16 746	3 488
8	Sonatrach	34 531	2 212
9	Adnoc	90 969	1 520
10	CNPC	16 141	3 078
11	Exxon	14 042	2 824
12	Pertamina	14 748	1 852
13	Libya NOC	29 408	1 464
14	NNPC	26 441	1 273
15	INOC	120 480	833

Source : Petroleum Intelligence Weekly, 18 décembre 1995, p.4

**Tableau 9 Les 15 premières compagnies en aval pour 1994**

Rang	Compagnie	Capacité de raffinage	Vente de produits
1	RD/Shell	3 535	5 663
2	Exxon	4 131	5 028
3	Mobil	2 094	3 075
4	PDV	2 091	2 903
5	BP	1 745	3 002
6	Chevron	1 836	2 248
7	Saudi Aramco	1 760	2 152
8	Texaco	1 453	2 352
9	Petrobras	1 531	1 657
10	Pemex	1 357	1 374
11	Amoco	984	1 177
12	Total	855	1 351
13	NIOC	1 092	977
14	Idemitsu	880	1 195
15	ENI	913	1 150

Source : Petroleum Intelligence Weekly, 18 décembre 1995, p.4

Le rythme de transformation de l'industrie s'accélère durant la phase 2 des fusions et acquisitions : les privatisations se multiplient, les compagnies rationalisent et se cherchent des partenaires stratégiques, et les firmes pétrolières s'intéressent de plus en plus au gaz et à l'électricité.<sup>28</sup> Le nombre d'opportunités d'investissement augmente considérablement à mesure que les privatisations importantes sont menées à terme dans plusieurs pays tels l'Argentine, la Russie et, un peu plus tard, le Brésil.

En 1996, la valeur des fusions et acquisitions atteint un niveau qui n'avait pas été vu depuis 1988. Cette hausse soutenue s'explique par la combinaison des efforts de restructurations et des hausses de prix du gaz et du pétrole ainsi que par des motivations de positionnement stratégique qui ne se limitent pas au secteur pétrolier : « ...companies across the energy spectrum are using acquisitions to better position themselves for the deregulation of natural gas and electricity markets. »<sup>29</sup> Plus de 15 milliards de dollars sont investis en transactions majeures.

En 1997, la frénésie des fusions et acquisitions se poursuit et s'accélère. La valeur des transactions atteint 41 milliards de dollars, soit une hausse de 173% par rapport à l'année précédente. Onze transactions d'une valeur de plus de 1 milliard sont effectuées. La majeure partie des acquisitions sont réalisées dans le secteur amont, comme en 1996. Selon *Petroleum Intelligence Weekly*, cette activité reflète « ...the eagerness of many companies to capitalize on the deep pockets left from two straight years of strong oil prices by adding to reserves. It also reflects greater willingness by midsized companies to merge in order to get the mass needed for growth, an ongoing drive to shed under-performing assets, and the progressive opening of upstream provinces to private companies ».<sup>30</sup>

Semblable aux classements de 1991 et de 1994, celui de 1997 représente en quelque sorte l'apogée de la montée des compagnies nationales (tableau 10). Il s'agit en effet du dernier classement avant le début de la phase 3 et le bouleversement de l'industrie provoqué par les méga-fusions entre les Majors. Certains signes montrent déjà que la tendance en faveur des compagnies nationales s'essouffle. Pour la première fois depuis que PIW classe les compagnies pétrolières, le nombre de firmes étatiques diminue en raison des privatisations. Alors que le classement de 1996 comportait 28 firmes où l'État détenait une position majoritaire, ce nombre a baissé à 23 en 1997. Dans les 15 premières positions, les deux changements les plus notables sont la chute de trois positions de Chevron et l'arrivée en force de Petrobras (Brésil). Bien que la stabilité caractérise encore une fois le premier tiers du classement, l'inverse en vrai dans les deux derniers tiers. La plupart des améliorations au classement sont au moins en partie attribuables à l'expansion dans le secteur gazier.<sup>31</sup> L'apparente stabilité dans le classement relatif des grandes compagnies pétrolières masque la croissance rapide que connaissent celles-ci.

<sup>28</sup> « PIW Ranks World's Top 50 Oil Companies », *Petroleum Intelligence Weekly*, 16 décembre 1996

<sup>29</sup> « Mergers and acquisitions rebound sharply », *Petroleum Intelligence Weekly*, 21 juillet 1997, p.1

<sup>30</sup> « Mergers and acquisitions hit record levels », *Petroleum Intelligence Weekly*, 29 juin 1998, p.1

<sup>31</sup> « PIW Ranks World's Top 50 Oil Companies », *Petroleum Intelligence Weekly*, 22 décembre 1997

**Tableau 10 Classement des compagnies pétrolières pour 1997**

Rang	Compagnie	Pays	Étatique	Réserves (millions de Bbls)		Production (baril/jour)	
				Liquides	Gaz	Liquides	Gaz
1	Saudi Aramco	Arabie Saoudite	X	261 539	208 811	9 052	4 201
2	PDV	Vénézuela	X	74 931	145 531	3 424	3 509
3	Royal Dutch/Shell	Pays-Bas/R-U		9 681	56 131	2 328	8 001
4	NIOC	Iran	X	92 600	816 500	3 755	4 377
5	Pemex	Mexique	X	47 822	63 456	3 410	4 467
6	Exxon	États-Unis		6 174	42 129	1 599	6 339
7	Mobil	États-Unis		4 105	16 956	927	4 556
8	KPC	Koweït	X	96 498	52 540	1 976	883
9	Pertamina	Indonésie	X	3 984	106 784	1 028	4 871
10	British Petroleum	Royaume-Uni		6 855	10 504	1 251	1 663
11	Chevron	États-Unis		4 506	9 963	1 071	1 849
12	Sonatrach	Algérie	X	9 540	141 112	1 318	7 131
13	Texaco	États-Unis		3 267	6 242	833	2 177
14	Petrobras	Brésil	X (51%)	7 300	8 557	916	945
15	Amoco	États-Unis		2 253	20 088	637	4 142

Source : Petroleum Intelligence Weekly, 14 décembre 1998, p.2

La troisième phase des fusions-acquisitions débute en août 1998 lorsque est annoncée la fusion entre British Petroleum et Amoco. Cette entente ébranle particulièrement la structure du marché en aval de l'industrie pétrolière. Pour ne pas se laisser distancer, toutes les Majors à l'exception de Royal Dutch/Shell se lancent à la recherche de partenaires stratégiques. En un peu plus de deux ans, la plupart des grandes firmes pétrolières privées auront pris part à au moins une transaction majeure : fusion de Exxon et Mobil, acquisition de Petrofina et Elf par Total, fusion de Chevron et Texaco, acquisition d'Arco par BP Amoco. Les fusions et acquisitions ne se limitent toutefois pas qu'aux Majors. Parmi les autres transactions d'importance, notons l'acquisition de YPF (Argentine) par Repsol (Espagne), les fusions sur le marché japonais et l'activité des firmes moyennes sur le marché américain. La valeur totale des fusions et acquisitions dans le secteur pétrolier atteint un record de 130\$ milliards en 1998 et de 100\$ milliards en 1999.<sup>32</sup>

**Tableau 11 Les méga-fusions depuis 1998**

	Date	Valeur en milliards de dollars US
BP /Amoco	1998	53
Exxon /Mobil	1998	80
Total/Petrofina	1999	10
TotalFina/Elf	1999	43
BP Amoco/Arco	1999	26
Texaco/Chevron	2000	45

<sup>32</sup> « Mergers and acquisitions going strong in 1999 », Petroleum Intelligence Weekly, 19 juin 2000

La financiarisation et l'internationalisation de l'économie sont probablement les plus puissants catalyseurs à l'origine des méga-fusions. Les déréglementations et privatisations qui s'effectuent un peu partout sur la planète créent un climat de compétition de plus en plus féroce sur un marché qui peut maintenant être qualifié de « mondial ». Au même moment, un certain désintérêt des investisseurs se fait ressentir pour les compagnies dites de la « vieille économie », par opposition à celles de la « nouvelle économie » (technologies de l'information et des communications), qui attirent une part toujours croissante du capital disponible.<sup>33</sup> Outre les synergies de coûts recherchées par les partenaires fusionnés, le pari des nouvelles super-Majors consiste à attirer davantage de capital par l'attrait de la taille. De fait, entre 1998 et 2001 les marchés boursiers ont davantage récompensé les compagnies fusionnées que celles ayant choisi de faire cavalier seul.<sup>34</sup>

En plus des facteurs systémiques, l'évolution du marché énergétique américain a également joué un rôle important dans l'avènement de la vague de fusions et d'acquisitions. Depuis le milieu des années 80, les taux de profit des opérations pétrolières aux États-Unis sont généralement demeurés sous la barre des 10 %. Plusieurs facteurs sont à l'origine de cette situation, mais le résultat cumulatif a été de créer une pression constante sur les compagnies pour rationaliser et restructurer. Le secteur du raffinage est particulièrement affecté par cet environnement économique inhospitalier et les taux de rendements sont encore plus faibles qu'ailleurs dans l'industrie. De nombreuses fusions et acquisitions sont survenues tout au long des années 80 et 90 et le secteur s'est fortement concentré. Aux États-Unis, le nombre de raffineries est passé d'environ 300 au début des années 80 à 200 en 1991 et à près de 150 au début de 2000. La capacité totale n'a pourtant diminué que de 15 % car la grosseur moyenne des raffineries a augmenté.<sup>35</sup> La frénésie des fusions et acquisitions ne touchera les Majors qu'à la fin des années 90 à la suite de la crise asiatique de 1997. Selon certains observateurs, cet événement constitue l'élément déclencheur qui a incité les grandes pétrolières à pousser la logique de la rationalisation jusqu'au bout suite à la baisse de la demande mondiale de pétrole et à la chute subséquente des prix.

Le plus récent classement du *Petroleum Intelligence Weekly* (tableau 11) confirme qu'un nouvel ordre se dessine parmi les géants de l'industrie pétrolière : les compagnies privées fusionnées (super-Majors) dépassent maintenant les compagnies nationales. En un peu plus de deux ans, le premier tiers du classement a été complètement chamboulé. La progression relative des super-Majors dans le classement est présentée dans la figure 10 (graphique de droite). La comparaison entre les changements au classement des compagnies nationales et des compagnies privées démontre deux dynamiques opposées à l'œuvre qui entraîne le recul relatif des premières par rapport aux secondes. La stagnation des compagnies étatiques s'explique également par le faible volume de production en raison des quotas de l'OPEP.

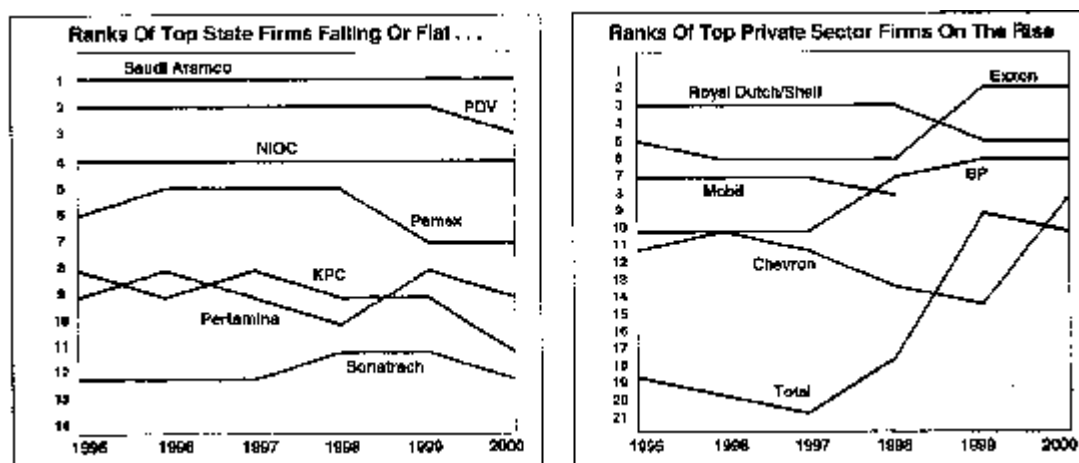
<sup>33</sup> « Super majors win battle for hearts and money », *Petroleum Intelligence Weekly*, 28 février 2000

<sup>34</sup> « Stock market rewards mergers, not oil, in 1999 », *Petroleum Intelligence Weekly*, 10 janvier 2000

<sup>35</sup> « Merger, acquisition trend consolidates », *Oil & Gas Journal*, 18 septembre 2000

Bien que le classement de 2000 soit celui qui comporte le plus de changements depuis que *Petroleum Intelligence Weekly* effectue ce type de classement comparatif, certains indices démontrent tout de même une continuité des tendances. Le nombre de compagnies étatique demeure relativement élevé (environ 50%) malgré les privatisations. Le nombre de compagnies anglo-américaines, d'un autre côté, continue à diminuer, accroissant du même coup le nombre d'États représentés (30 dans le dernier classement).

**Figure 10 Évolution relative des grandes firmes pétrolières entre 1995 et 2000**



Source : Petroleum Intelligence Weekly, 18 décembre 2000

**Tableau 11 Classement des compagnies pétrolières pour 1999**

Rang	Compagnie	Pays	Étatique	Réserves (millions de Bbls)		Production (baril/jour)	
				Liquides	Gaz	Liquides	Gaz
1	Saudi Aramco	Arabie Saoudite	X	259 200	213 300	8 044	3 302
2	Exxon Mobil	Etats-Unis		11 260	56 796	2 444	11 378
3	PDV	Vénézuela	X	76 852	146 719	2 950	4 000
4	NIOC	Iran	X	87 993	816 882	3 620	5 154
5	Royal Dutch/Shell	Royaume-Uni		9 775	58 541	2 268	8 218
6	BP Amoco	Etats-Unis		7 572	35 526	2 061	6 067
7	Pemex	Mexique	X	28 400	30 005	3 343	4 791
8	Pertamina	Indonésie	X	7 860	118 702	973	6 300
9	Totalfina Elf	France		6 869	13 385	1 468	3 175
10	KPC	Koweït	X	96 500	52 700	2 025	936
11	Sonatrach	Algérie	X	8 830	136 303	1 480	7 587
12	PetroChina	Chine	X	10 999	24 603	2 124	674
13	Petrobras	Brésil	X (49%)	8 100	10 663	1 191	1 235
14	Chevron	Etats-Unis		4 784	9 056	1 127	2 513
15	Texaco	Etats-Unis		3 480	8 108	885	1 999

Source : Petroleum Intelligence Weekly, 18 décembre 2000, p.2

Si les méga-fusions ont plu aux marchés boursiers depuis trois ans, l'enthousiasme n'est cependant pas unanime. Les analystes du marché pétrolier reconnaissent la logique des premières fusions, mais soupçonnent la panique d'être à l'origine des fusions subséquentes. Les fusions, en particulier celles qui impliquent un désinvestissement de ressources matérielles et humaines à grande échelle, sont devenues moins nécessaires lorsque l'industrie a repris la voie de la croissance en 1999. Le principal risque pour les nouvelles super-Majors est donc de se trouver à court de capacité de gestion pour exploiter la prochaine phase de croissance.<sup>36</sup>

Les régulateurs sont également de plus en plus méfiants envers les fusions. L'attitude conciliante des autorités de la régulation (en particulier en Europe) fait maintenant place à une sévérité croissante, comme l'a appris BP Amoco à ses dépens lors de l'acquisition d'Arco. Deux raisons expliquent ce changement d'attitude : la crainte d'une trop grande concentration (cet aspect est approfondi en troisième partie) ainsi que les avantages fiscaux importants qu'obtiennent les super-Majors fusionnées. Celles-ci économisent en effet des sommes jugées trop élevées en impôts par les régulateurs, qui songent à modifier la comptabilité.<sup>37</sup>

Avant même que soit terminée la phase des méga-fusions, une nouvelle phase de consolidation s'est amorcée et se poursuit toujours dans l'industrie pétrolière. Les super-Majors fusionnées rationalisent et vendent les actifs non-stratégiques ou non performants — un processus qui profite aux firmes intermédiaires, croissant par voie d'acquisitions. BP Amoco a été la première à ce délester d'actifs substantielles en vendant la plupart de ses installations en sol canadien.<sup>38</sup> Cette tendance sera suivie par les autres grandes compagnies fusionnées, provoquant ainsi des changements considérables dans les deux derniers tiers du classement, où les compagnies moyennes récupèrent les actifs vendus. Ceci explique qu'en 2000, la plupart des fusions et acquisitions s'effectuent parmi les compagnies intégrées de taille intermédiaire et les producteurs indépendants. Notons entre autres Phillips, Amerada Hess, Anadarko et Occidental qui réalisent d'importantes acquisitions en amont. Selon les analystes du marché pétrolier, il est fort probable que les ventes d'actifs en amont par les super-Majors (motivées par un désir de rationalisation ou forcées par les régulateurs) se poursuivent dans les années à venir.<sup>39</sup>

---

<sup>36</sup> « Skeptics blast logic behind mega-mergers », *Petroleum Intelligence Weekly*, 20 septembre 1999

<sup>37</sup> *Petroleum Intelligence Weekly*, 12 juillet 1999

<sup>38</sup> « For hints on how super majors act, see Canada », *Petroleum Intelligence Weekly*, 5 juillet 1999

<sup>39</sup> « PIW Ranks World's Top 50 Oil Companies », *Petroleum Intelligence Weekly*, 18 décembre 2000

### 1.3 Caractéristiques spécifiques à l'évolution des secteurs électrique et gazier

Malgré les évolutions récentes du marché pétrolier, la mondialisation est un phénomène qui existe depuis bien longtemps dans cette industrie qui s'est toujours voulue internationale. En ce sens, les changements survenus dernièrement dans les industries du gaz et de l'électricité sont beaucoup plus radicaux car ils affectent fondamentalement la structure et le fonctionnement de ces marchés. (Babusiaux, 1999)

#### 1.3.1 Les marchés du gaz naturel : de la fragmentation à l'intégration

En ce début de XXI<sup>e</sup> siècle, il semble que le gaz naturel ait le potentiel nécessaire pour détrôner le pétrole en tant que premier combustible mondial, exactement comme ce dernier a remplacé le charbon au début du XX<sup>e</sup> siècle. La libéralisation va bon train dans le secteur gazier et les prix devraient logiquement diminuer dans un environnement de plus en plus compétitif.

L'idée d'un « marché gazier international » est très récente et demeure pour le moment plus un projet qu'une réalité. Traditionnellement, les coûts de production et de transport élevés ont largement contribué à la segmentation du marché. Des innovations technologiques récentes ont toutefois contribué à réduire ces coûts et du même coup à augmenter la rentabilité de l'exploitation des gisements gaziers.

On distingue trois marchés régionaux (l'Amérique du Nord, la grande Europe et l'ensemble Japon/Sud-Est asiatique) assez isolés les uns des autres et dans lesquels les prix sont relativement homogènes. L'intégration au sein de ces marchés est variable et tributaire des libéralisations effectuées dans les pays où les réglementations empêchaient jusqu'à maintenant le libre fonctionnement des mécanismes du marché. En somme, la libéralisation du secteur gazier demeure une affaire de réglementation nationale.<sup>40</sup> À cet égard, les États précurseurs du libre-échange dans le secteur énergétique sont les États-Unis et le Royaume-Uni, qui ont donné le ton des libéralisations à venir dès le début des années 80.

Aux États-Unis, Ronald Reagan arrive au pouvoir avec l'idée de remplacer la politique énergétique interventionniste de son prédécesseur par une approche de libre-marché. La situation de l'industrie gazière au début des années 80 est instable : le marché, atomisé et fortement réglementé, est constamment secoué par des ruptures entre l'offre et la demande. Afin de remédier à ces problèmes, l'administration Reagan annonce en 1983 une déréglementation complète du gaz naturel pour 1985. (Deagle, 1987) L'année 1985 marquera en fait le début du processus de déréglementation avec l'*Order 436*, qui prévoit un programme volontaire d'ouverture des réseaux de transport (pipelines inter-États). Les gazoducs concernés se sont vus dans l'obligation de séparer leurs activités de négoce de leurs activités de transport. L'amont du secteur gazier est entièrement libéralisé en 1989 avec le *Natural Wellhead Decontrol Act*, qui supprime le contrôle des prix des producteurs. L'ouverture complète n'a lieu qu'en 1993 avec

---

<sup>40</sup> La libéralisation du secteur gazier au sein de l'Union européenne constitue une exception à cet égard. Le sujet est traité au point 1.3.2



l'instauration de l'ATR (accès des tiers au réseau) et la séparation obligatoire des activités des gazoducs (achat-vente, transport, stockage).<sup>41</sup> Cet élan de libéralisation est accompagné de transformation structurelles du marché similaires à celles de l'industrie du pétrole : privatisations, internationalisation, évolution des instruments boursiers et concentration.

Au Royaume-Uni, la structure du marché est caractérisée jusqu'en 1986 par un unique opérateur public intégré, disposant de son propre réseau de transport et de distribution et présent dans la production. La libéralisation dans ce pays prendra donc la forme d'une privatisation totale de British Gas en 1986 suite au *Premier gas Act*. Quatre ans plus tard, British Gas se voit dans l'obligation de vendre du gaz à ses concurrents. La libéralisation se poursuit en 1996 avec le *New Gas Act*, qui scinde effectivement la compagnie en deux entités : TransCo pour les activités de réseau et Centrica pour les activités commerciales. Après des expériences régionales de concurrence, le marché s'ouvre sur tout le territoire en mai 1998.<sup>42</sup>

Au niveau international, les marchés gaziers commencent à s'intégrer à partir de la fin des années 80. Deux liens majeurs contribuent au rapprochement : le gaz naturel liquide, qui se transporte plus facilement, et les formules de prix qui connectent le prix du gaz aux produits pétroliers compétitifs.<sup>43</sup> Les Majors sont déjà conscientes à cette époque du vaste potentiel que représente le gaz naturel. La production gazière est d'ailleurs un des seuls secteurs en amont encore sous contrôle des Majors : Shell, Exxon, Mobil, Amoco, Chevron et Texaco contrôlent 40% de la production destinée à l'utilisateur final.<sup>44</sup> En terme de réserves, les compagnies étatiques dominent complètement, mais la production pour la vente au détail demeure sous le contrôle des Majors. (tableaux 12 et 13)

**Tableau 12 Les 15 premières compagnies en réserve de gaz**

Rang	Compagnie	Pays	Réserves (beq)
1	NIOC	Iran	82 403
2	QGPC	Qatar	26 134
3	Saudi Aramco	Arabie Saoudite	23 667
4	Adnoc	Émirats Arabes Unis	19 268
5	Sonatrach	Algérie	17 364
6	PDVSA	Vénézuéla	16 708
7	NNPC	Nigéria	14 167
8	Pemex	Mexique	12 472
9	Pertamina	Indonésie	12 184
10	KPC	Koweït	7 267
11	INOC	Irak	5 886
12	Petronas	Malaisie	4 650
13	Lybia NOC	Libye	4 279
14	YPF	Argentine	3 933
15	Exxon	États-Unis	3 728

Source : Petroleum Intelligence Weekly, 12 décembre 1988

<sup>41</sup> « Les systèmes de distribution de l'électricité et du gaz en Europe et aux Etats-Unis », EDF GDF Services, 1999

<sup>42</sup> Ibid

<sup>43</sup> « PIW Ranks World's Top 50 Oil Companies », Petroleum Intelligence Weekly, 11 septembre 1989

<sup>44</sup> Ibid

**Tableau 13 Les 15 premières compagnies en production de gaz**

Rang	Compagnie	Pays	Production (beq)
1	Royal Dutch/Shell	Royaume-Uni/Pays-Bas	1 089
2	Exxon	Etats-Unis	871
3	Mobil	Etats-Unis	764
4	Sonatrach	Algérie	696
5	Pertamina	Indonésie	589
6	Amoco	Etats-Unis	467
7	Chevron	Etats-Unis	445
8	Saudi Aramco	Arabie Saoudite	432
9	Texaco	Etats-Unis	347
10	YPF	Argentine	300
11	PDVSA	Vénézuela	299
12	NIOC	Iran	258
13	ENI	Italie	250
14	Arco	Etats-Unis	239
15	Elf Aquitaine	France	233

Source : Petroleum Intelligence Weekly, 12 décembre 1988

Une douzaine d'années plus tard, la situation respective des Majors et des compagnies étatiques est similaire. Exception faite de Gazprom qui devance — de loin — toutes les compagnies en terme de réserve et de production, les plus importants producteurs mondiaux sont ExxonMobil, BP Amoco/Arco et Royal Dutch/Shell (tableau 14). L'expertise développée par les Majors tout au long des années 80 et 90 dans la production du gaz naturel ainsi que les stratégies agressives d'acquisitions dans ce secteur ont porté fruit : l'ouverture de l'Arabie saoudite aux compagnies pétrolières privées en mai 2000 pour développer la production de gaz naturel consacre un retour des Majors dans les opérations en amont au Moyent-Orient.<sup>45</sup>

**Tableau 14 Classement des compagnies en terme de production gazière pour 1999**

Rang	Compagnie	Pays	Participation étatique (%)	Réserves (Bcf)	Production (MMcf/d)
1	Gazprom	Russie	41	1 140 000	54 560
2	Exxon Mobil	Etats-Unis		56 796	11 378
3	BP Amoco/Arco	Royaume-Uni		45 426	8 445
4	Royal Dutch/Shell	Royaume-Uni, P.-B.		58 541	8 218
5	Sonatrach	Algérie	100	136 303	7 587
6	Pertamina	Indonésie	100	118 702	6 300
7	NIOC	Iran	100	816 882	5 154
8	Petronas	Malaisie	100	64 469	5 097
9	Pemex	Mexique	100	30 005	4 791
10	Chevron/Texaco	Etats-Unis		17 164	4 512
11	PDV	Vénézuela	100	146 719	4 000
12	Saudi Aramco	Arabie Saoudite	100	213 300	3 302
13	Adnoc	Émirats Arabes Unis	100	196 100	3 185
14	Totalfina Elf	France		13 385	3 175
15	ENI	Italie	36	13 665	2 342

Source : Petroleum Intelligence Weekly (18 décembre 2000, p.2)

<sup>45</sup> « Saudis, majors to seal gas deals by year end », Petroleum Intelligence Weekly, 8 mai 2000

Les mêmes tendances qui ont engendré la vague de fusions-acquisitions dans l'industrie pétrolière atteignent peu à peu les marchés gaziers vers la fin des années 90. L'ouverture à la concurrence s'accompagne en effet d'une internationalisation des opérateurs ainsi que d'une concentration qui semble aussi inévitable en amont qu'en aval. (Dauger et Sanglerat, 1999) En Europe, des entreprises de distribution en situation de monopole depuis des dizaines d'années telles que Ruhrgas (Allemagne), Snam (Italie) et Gaz de France cherchent activement à établir des relations à l'extérieur de leurs réseaux traditionnels.<sup>46</sup> En 1997, la mise en opération de l'Interconnector, un gazoduc reliant le Royaume-Uni et la Belgique, rapproche l'échéance d'une véritable concurrence pour les grandes compagnies du continent. Mais le véritable bouleversement pour le marché européen du gaz a lieu un an plus tard lorsqu'un accord est enfin conclu entre les gouvernements de l'Union sur les modalités de libéralisation du secteur.

### 1.3.2 Les directives de la Commission européenne sur le gaz et l'électricité

La directive sur le gaz de 1998, introduite par la Commission européenne dix-sept mois après la directive sur l'électricité, constitue l'un des plus importants facteurs ayant contribué à l'intégration des marchés gaziers sur le plan international. Dans un contexte de globalisation croissante des marchés, il était devenu difficile pour les pays de l'Union européenne d'ignorer que leurs industries payaient (et paient toujours) leur énergie plus cher que les industries américaines. En l'absence d'une politique commune de l'énergie, la Commission européenne s'est appuyée sur les règles de concurrence et sur les dispositions de l'Acte unique européen relatives au marché intérieur pour réaliser le marché intérieur de l'électricité et du gaz. Après des années de négociations parfois laborieuses, voire conflictuelles, les directives qui allaient révolutionner le marché de l'énergie en Europe ont finalement été adoptées : la directive du 19 décembre 1996 sur le marché intérieur de l'électricité et la directive du 11 mai 1998 sur le marché intérieur du gaz.

La directive sur le gaz de 1998 a été *grosso modo* calquée sur celle de l'électricité. On y retrouve naturellement des nuances et exceptions propres aux caractéristiques différentes du secteur gazier, mais l'esprit général est le même. Les champs d'application des directives sont les suivants :

- la production, le transport et la distribution d'électricité ;
- le transport (par des gazoducs à haute pression), la distribution (le transport de gaz par réseaux locaux ou régionaux), la fourniture (la livraison et/ou la vente de gaz à des clients) et le stockage de gaz naturel, y compris de gaz naturel liquéfié.<sup>47</sup>

En ce qui concerne l'électricité, chaque État doit libéraliser son marché pour les plus grands clients industriels consommant plus de quarante Gwh par an, pour arriver à 9 Gwh six ans plus tard, ce qui représente environ 30 % des transactions électriques libéralisées en Europe. La directive s'appliquant au secteur de l'électricité est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 1997 et les

<sup>46</sup> « New contracts alter playing field in European Gas », Petroleum Intelligence Weekly, 27 janvier 1997

<sup>47</sup> Commission d'enquête sur la politique énergétique de la France, Rapport numéro 439

États ont eu deux ans pour la transposer dans le droit national.<sup>48</sup> La directive sur le gaz s'applique dans des termes similaires, à l'exception des délais qui sont un peu plus longs et des pourcentages libéralisés qui sont différents. Ces directives ne prévoient qu'un minimum à accomplir ; les États-membres sont encouragés à libéraliser davantage. Il est possible de dégager deux grandes tendances en ce qui a trait à la manière d'introduire la concurrence. La première est la plus libérale et elle est appliquée par le Royaume-Uni, la Suède, la Norvège et la Finlande. Il s'agit du modèle ATR (Accès des Tiers au Réseau), qui présente les caractéristiques suivantes :

- La concurrence s'applique aussi aux centrales en service
- Liberté d'établissement pour les producteurs indépendants
- Élimination des droits exclusifs de fourniture
- Accès aux réseaux de transport et de distribution aux mêmes conditions pour tous les opérateurs
- La couverture de la demande est laissée à la « main invisible » du marché<sup>49</sup>

La seconde tendance accorde une place beaucoup plus importante à l'État et conserve sa capacité à intervenir activement pour assurer la poursuite de certains objectifs d'intérêt économique général que le marché ne peut atteindre de manière satisfaisante. Il s'agit du modèle de l'AU (Acheteur Unique), défendu par l'Autriche, la Belgique, la France, la Grèce, l'Irlande, l'Italie, le Luxembourg, le Portugal et l'Espagne, avec bien sûr diverses nuances pratiques. Il présente les caractéristiques générales suivantes :

- La concurrence s'applique aux seules capacités additionnelles
- Le développement du système fait l'objet d'une programmation nationale (ou régionale)
- Le marché reste majoritairement « captif »
- Le marché libre parallèle est limité aux « consommateurs éligibles »
- Ses dimensions ne doivent pas mettre en péril les missions de service public<sup>50</sup>

Outre les spécificités sociales, économiques et culturelles, il est à noter que les États favorisant l'AU sont en général fortement dépendants au niveau énergétique. En ce qui concerne les directives sur le gaz et l'électricité (surtout cette dernière), elles sont le résultat d'un compromis entre ces deux visions de l'ouverture des marchés. La vision de l'ATR est cependant dominante.<sup>51</sup>

Malgré la diversité des réponses nationales aux directives de la Commission, l'harmonisation des cadres juridiques constitue à long terme une condition *sine qua none* pour le bon fonctionnement du marché unique de l'énergie. C'est dans cette optique qu'a été créé le Conseil des régulateurs européens de l'énergie, le 7 mars 2000. Dix membres en font partie : la Belgique, la Finlande, l'Irlande, les Pays-Bas, le Portugal, l'Espagne, la Suède, la Grande-Bretagne et l'Irlande du Nord.<sup>52</sup> Le Conseil a développé un plan d'action visant principalement à accroître le degré de coopération entre pays de l'Union en matière de libéralisation, à faciliter la transparence et la circulation de l'information sur les questions énergétiques, et à développer une

---

<sup>48</sup> Lucenet, 1997, p.224

<sup>49</sup> D'Onghia, 1998

<sup>50</sup> Ibid.

<sup>51</sup> Bouttes, 1998, p.451

<sup>52</sup> Power Economics, avril 2000, p.7

position commune sur le traitement des compagnies multinationales opérant à l'intérieur de plusieurs cadres réglementaires différents. Cet organisme ne peut toutefois pas être assimilé à une « régie supranationale » puisqu'il ne dispose pas de pouvoirs décisionnels significatifs. L'absence de la France et de l'Allemagne contribue d'autant plus à réduire l'influence du Conseil.

### *1.3.3 Libéralisation rapide des marchés de l'électricité*

Tout comme le secteur gazier, le marché de l'électricité est en fait constitué, sur le plan international, de plusieurs marchés fragmentés. Même au sein de plusieurs États (surtout les États fédéraux), les réseaux sont demeurés isolés les uns des autres jusqu'à tout récemment. Les déréglementations des dernières années ont toutefois accéléré le mouvement d'intégration entre ces marchés. Ce sont les marchés européen et nord-américain qui ont connu les plus grands bouleversements à cet égard, mais plusieurs autres marchés nationaux à travers le monde ont procédé à d'importantes réformes qui s'orientent toutes dans la même direction : promouvoir la concurrence dans la génération. Les réformes consistent à restructurer les opérateurs afin de séparer les activités de production (où la concurrence est introduite) des activités de transmission et de distribution (monopolistiques) ainsi qu'à appliquer de nouvelles réglementations qui détermineront l'accès aux réseaux de transmission et de distribution et le coût des services fournis par ces réseaux. (Joskow, 1998)

Pendant près d'un siècle, le secteur électrique a été considéré comme un monopole naturel dans pratiquement tous les pays. Cette perception est en train de changer à une vitesse surprenante. Déjà, le retrait des anciens cadres réglementaires vient modifier les règles du jeu pour les opérateurs électriques qui doivent se préparer à faire face à la concurrence. Les mouvements de privatisation et d'internationalisation qui se sont manifestés plus tôt dans l'industrie pétrolière sont maintenant à l'œuvre sur les marchés de l'électricité. Ces tendances qui s'inscrivent dans la logique de la mondialisation des économies nationales ont fortement contribué à l'émergence d'un environnement économique particulièrement favorable à l'expansion des activités financières transfrontalières.<sup>53</sup>

Les fusions et acquisitions dans le secteur électrique ont d'ailleurs été nombreuses en 1998 et 1999 : près de 200 transactions majeures ont été réalisées pendant ces deux années, pour une valeur totale de près de 90 milliards de dollars. L'Europe a été le théâtre de la majorité des investissements, effectués en grande partie par des opérateurs américains. Les pays de l'Union qui ont choisi la voie de la libéralisation totale (Allemagne, Finlande, Royaume-Uni, Suède) ont été les cibles principales des acquisitions. Un des traits marquant de l'activité transactionnelle en 1999 a d'ailleurs été la hausse des ventes des entreprises de service public possédées par les municipalités allemandes, hollandaises et scandinaves. Sur le marché américain, les investisseurs étrangers les plus actifs sont les joueurs canadiens et britanniques. L'activité transfrontalière a toutefois ralenti substantiellement en Amérique du Nord de 1998 à 1999. Aux États-Unis, ceci s'explique en raison du long processus d'approbation par les autorités réglementaires lors des transactions impliquant des réseaux inter-États. Les investisseurs ont préféré se concentrer sur l'acquisition de petites compagnies résidant dans un seul État afin de réduire ces délais. Ailleurs

<sup>53</sup> CLEMENT-DAVIES, « Globalisation, energy markets and the law », *Petroleum Economist*, avril 2000

dans le monde, les investisseurs se sont principalement concentrés en Amérique latine (surtout au Chili) et en Asie de l'Est.<sup>54</sup>

Les réformes dans le secteur de l'électricité demeurent politiquement plus sensibles que dans le secteur gazier en raison de l'omniprésence de cette forme d'énergie dans le quotidien des individus. Les consommateurs résidentiels sont très sensibles aux variations de prix, d'autant plus lorsqu'il est question des ménages à faible revenu. Un des buts premiers des libéralisations (sous forme de privatisation et/ou de déréglementation) est d'accroître l'efficacité de l'industrie et de permettre des baisses de prix à moyen et long terme. Jusqu'à maintenant, la diversité des méthodes de libéralisation a produit une diversité de résultats : dans certains cas, la concurrence a effectivement entraîné des baisses de prix substantielles (Royaume-Uni) alors qu'ailleurs des hausses vertigineuses de tarifs et des pannes chroniques ont accompagné les réformes (Californie). Les expériences individuelles de plusieurs pays en ce qui concerne la libéralisation du secteur électrique seront étudiées plus en détail en deuxième partie.

## **1.4 De nouvelles tendances**

### **1.4.1 L'émergence des firmes multi-énergétiques**

Avec les déréglementations parallèles des marchés du gaz et de l'électricité tout au long des années 90, la « convergence » est devenue le mot d'ordre de l'industrie. Les centrales thermiques utilisent depuis longtemps le pétrole comme combustible pour alimenter les turbines qui produisent l'électricité, le gaz naturel étant considéré trop coûteux pour remplir cette tâche. Des innovations technologiques récentes (i.e. les techniques de co-génération au gaz) ont toutefois permis la multiplication de centrales fonctionnant au gaz qui affichent enfin une rentabilité acceptable et qui sont par ailleurs moins polluantes. En amont, la convergence est principalement fondée sur le rapport de prix entre le gaz et l'électricité parce que le gaz est un combustible primaire utilisé pour générer de l'électricité. En aval, elle intervient lorsque les entreprises exploitent des tactiques de mise en marché qui touchent les consommateurs, c'est-à-dire ce qu'ils peuvent mesurer par leur compteur.<sup>55</sup> Un autre facteur de convergence est que l'industrie gazière, tout comme l'industrie électrique, comporte une importante activité de gestion de réseaux. La croissance de l'utilisation du gaz naturel comme source de chauffage dans les habitations a d'ailleurs été rapide tout au long des années 90, concurrençant directement l'électricité pour le chauffage résidentiel dans les grandes villes.

Le rapprochement entre les industries électrique et gazière s'est donc effectué naturellement en raison du progrès technologique et de la similarité de leurs activités, mais se sont les privatisations et la libéralisation des marchés qui en forçant les compagnies à devenir toujours plus efficaces sont à l'origine du mouvement de convergence, qui n'aurait pu se

---

<sup>54</sup> Power Economics, février 2000

<sup>55</sup> « Gas and power convergence », *Petroleum Economist*; London; 2000; Anonymous; supplément : Gas and Power 2000

réaliser sans les puissantes pressions des forces du libre-marché.<sup>56</sup> Aux Etats-Unis, les libéralisations consécutives ont donné lieu à de nombreuses fusions et acquisitions entre les compagnies gazières et électriques. Les prises de contrôle sont en général dominées par les opérateurs électriques, qui sont en position de force face aux entreprises gazières qui évoluent dans un marché plus ouvert.<sup>57</sup> La fusion de Duke Power Co (électricité) et PanEnergy Corp. (gaz) en 1997, d'une valeur de 7,7 milliards, a confirmé avec éclat la convergence entre le gaz et l'électricité qui se dessinait depuis quelques années. Cette convergence est déjà une réalité sur les marchés américain et britannique et il semble probable que la tendance s'installe également en Europe continentale dans un avenir proche.

Selon les rédacteurs du *Petroleum Economist*, une convergence plus poussée dépend toutefois de la profondeur des réformes libérales et de l'introduction d'une réelle concurrence sur les marchés du gaz et de l'électricité :

« Once the monopolies of energy supply, distribution and sales have been dismantled and companies can trade freely in an increasingly efficient market-place where pricing is transparent, the next step is to identify and exploit the natural synergies that exist between different energy delivery systems. »<sup>58</sup>

La convergence entre le gaz et l'électricité dissimule un mouvement beaucoup plus vaste d'intégration dans l'ensemble de l'industrie énergétique. Cette tendance s'affirme par l'action des Majors du marché pétrolier qui ont investi massivement dans le secteur gazier depuis une quinzaine d'années et plus récemment dans l'électricité. D'où l'émergence d'un nouveau modèle d'entreprise dans l'industrie : la firme multi-énergétique.

La firme multi-énergétique constitue un nouveau type d'intégration verticale et regroupe tous les services pour devenir « fournisseur de solution énergétique totale ».<sup>59</sup> Enron Corp. est la première compagnie à avoir consacré ce modèle. Selon plusieurs analystes, le « modèle Enron » représente la compagnie énergétique du futur. En moins de 15 ans, Enron est devenu le plus grand grossiste de gaz et d'électricité en Amérique du Nord, contrôlant plus de 20% du marché.<sup>60</sup> Sa présence internationale est également très importante et concurrence de plus en plus directement les géants de l'industrie énergétique.

Différents modèles d'entreprises, nouveaux et traditionnels, seront appelés à s'affronter plus fréquemment sur la scène internationale. Il sera de plus en plus difficile pour les compagnies d'énergie d'opérer en vase clos. En fait, il s'agit peut-être là de la réalité la plus importante des marchés énergétiques au XXI<sup>e</sup> siècle : l'entreprise domestique n'opèrera plus sur un marché distinct du marché mondial.<sup>61</sup> Le tableau 15 présente les principaux modèles d'entreprise qui seront (ou sont déjà) en concurrence directe sur le marché mondial.

<sup>56</sup> TOWNSEND, « Leading the merger pack », *Petroleum Economist*, juin 2000

<sup>57</sup> *Petroleum Intelligence Weekly*, 8 mars 2000

<sup>58</sup> TOWNSEND, *Petroleum Economist*, juin 2000

<sup>59</sup> *Power Economics*, mai 2000, p.16

<sup>60</sup> Zellner, « Enron electrified », *Business Week*, 24 juillet 2000

<sup>61</sup> « Integration seen as best business model for US refining-marketing », *Oil & Gas Journal*, 31 janvier 2000, p.29

**Tableau 15 Modèles de concurrence globale**

Types de compagnies internationales	Caractéristiques	Exemples
Super Major	Revenu > 100\$ milliards Production > 2 millions b/j Réallement mondiale Intégration à grande échelle	Royal Dutch/Shell ExxonMobil BP Amoco Total Fina SA
Explorateur pétrolier ultra-efficient de taille moyenne	Cycles courts Faibles coûts d'exploration « Joint ventures » mondiales Portefeuille optimisé d'actifs E&P Partenaires parmi les compagnies nationales	Conoco Inc. Phillips Petroleum Co.
Fournisseur de solution énergétique totale	Gaz, électricité, eau Services financiers Large capacité commerciale Incursion dans les technologies de l'information	Enron Corp.
Compagnie pétrolière nationale : Importateur net	Niveaux de réserve et de production plus faibles Marché domestique de moyen à grand Possibilités d'intégration Portefeuille équilibré	ENI Pertamina Petronas
Compagnie pétrolière nationale : Exportateur net	Réserves immenses, production élevée à faible coût Marchés domestique de petit à moyen— l'exportation est la meilleure alternative économique S'ouvre aux compagnies pétrolières internationales	Pemex PDV Saudi Aramco KPC

Source : Oil &amp; Gas Journal, 31 janvier 2000, p.29

Les super-Majors ont vu leur position se renforcer considérablement ces dernières années à la suite des méga-fusions. Ces compagnies sont réellement devenues des gestionnaires d'actifs mondiaux. Plus petites que les super-Majors, les « Explorateur pétrolier ultra-efficient de taille moyenne » constituent un modèle émergent dans l'industrie. La force de ces compagnies réside dans leur capacité à profiter de faibles coûts de production et d'exploration. Peu présentes en aval, leur but est de maximiser leur flexibilité et d'optimiser leur portefeuille dans les activités de production et d'exploration. Le modèle d'entreprise le plus innovateur est toutefois le « Fournisseur de solution énergétique totale », inventé par Enron Corp. De telles compagnies cherchent à offrir un vaste choix de produits et de services à partir d'un fournisseur unique. Les déréglementations des marchés électriques et gaziers ainsi que l'utilisation des nouvelles technologies de l'information sont à l'origine de l'émergence de ce modèle. Les deux derniers modèles, plus traditionnels, sont représentés par les compagnies pétrolières nationales qui se voient confrontées à un environnement concurrentiel international de plus en plus féroce. L'isolation de telles compagnie du marché mondial constitue une option de moins en moins



viable, ce qui explique l'augmentation marquée des « joint ventures » et de la coopération avec les compagnies privées depuis quelques années.<sup>62</sup>

Le classement des compagnies énergétiques effectué par *Petroleum Finance Co.* reflète bien les nouvelles tendances de l'industrie. Moins sophistiqué que le classement du *Petroleum Intelligence Weekly*, celui-ci est établi uniquement à partir de la capitalisation boursière, ce qui exclu automatiquement d'importantes compagnies étatiques qui ne sont pas cotées en bourse telles qu'Aramco, Pertamina et PDV. L'exercice est cependant fort utile puisque les tendances lourdes affectant l'industrie énergétique (internationalisation et convergence) sont bien visibles dans le classement.

**Tableau 16 Classement mondial des plus grandes compagnies énergétiques, 2000**

Rang	Compagnie	Valeur de marché (milliards US\$)	Pays	Activité principale
1	ExxonMobil Corp.	271,2	États-Unis	Pétrole, gaz
2	Royal Dutch/Shell	207,7	Royaume-Uni/Pays-Bas	Pétrole, gaz
3	BP Amoco PLC	178,3	Royaume-Uni	Pétrole, gaz
4	TotalFinaElf SA	108,4	France	Pétrole, gaz
5	Chevron Corp.	60,7	États-Unis	Pétrole, gaz
6	Enron Corp.	56,6	États-Unis	Électricité, gaz
7	ENEL SPA	54,3	Italie	Électricité
8	Schlumberger	43,4	États-Unis	Pétrole, gaz
9	ENI	40,1	Italie	Pétrole, gaz
10	Suez Lyonnaise	34,1	France	Diversifié
11	Texaco Inc.	29,7	États-Unis	Pétrole, gaz
12	Tokyo Electric	29,7	Japon	Électricité
13	Petrobras	28,6	Brésil	Pétrole, gaz
14	ARCO	27,7	États-Unis	Pétrole, gaz
15	Veba AG	25,7	Allemagne	Diversifié
16	Repsol-YPF SA	25	Espagne	Pétrole, gaz
17	Endesa	24,3	Espagne	Électricité
18	BG Group	19,7	Royaume-Uni	Gaz
19	Williams	19,4	États-Unis	Gaz
20	Duke Energy Corp.	19,3	États-Unis	Électricité, gaz
21	RWE AG	19,2	Allemagne	Diversifié
22	BHP Petroleum Korea	18,8	Australie	Diversifié
23	Electric	18,2	Corée	Électricité
24	Halliburton Co.	18,2	États-Unis	Pétrole, gaz
25	AES Corp.	16,3	États-Unis	Électricité

Source : Oil & Gas Journal, 29 mai 2000

Les concepteurs du classement considèrent qu'il reflète une concurrence croissant au sein de l'industrie ainsi qu'une nouvelle emphase mise sur la convergence financière, internationale et

<sup>62</sup> Ibid.

énergétique. Ils observent également quelques autres tendances parmi les entreprises en tête de peloton :

1. Ce sont maintenant les données financières qui priment sur le volume de production pour juger des résultats et performances.
2. L'industrie s'internationalise largement.
3. Les entreprises pétrolières, gazières, électriques et de services seront toutes impliquées dans un marché grandissant et convergent.

Selon le *Petroleum Finance Co.*, l'une des tendances dominantes observée durant la dernière décennie parmi les plus grandes entreprises est la convergence énergétique. Les éléments moteurs de cette convergence sont entre autres la déréglementation et la privatisation. Les analystes de *Petroleum Finance Co.* soulignent également le mouvement des entreprises vers les télécommunications alors même que les entreprises gazières et électriques continuent leur convergence. Parmi les entreprises qui ont déjà entamé leur mouvement dans ce sens on trouve Enron, Williams, El Paso Energy Corp., et la UK's National Grid.<sup>63</sup>

#### 1.4.2 Le développement du commerce électronique

La révolution des technologies de l'information provoquée par le développement rapide des ordinateurs a une profonde influence sur l'évolution de pratiquement tous les secteurs économiques. Le secteur énergétique n'échappe pas à la règle : Internet et l'avènement du commerce électronique constitue le plus récent changement dans cette industrie.

Les avantages liés au commerce de l'énergie sur Internet sont nombreux pour les grandes firmes et permettent d'importantes réductions de coûts. L'accès aux catalogues et enchères d'équipement sont faciles et instantanés, et les partenaires et fournisseurs peuvent être contactés facilement sans avoir à envoyer des employés aux quatre coins du monde.<sup>64</sup>

Les premières stratégies de commerce électronique se sont orientées sur la vente directe d'énergie sur Internet au client-utilisateur. Les gestionnaires se sont toutefois rendu compte que le marché n'était pas assez mûr pour continuer dans cette voie, ce qui a été confirmé par la déroute des « .com » à partir du début de l'année 2000. Après une période de redéfinition stratégique du commerce électronique, l'approche dite B2B (compagnie à compagnie) constitue maintenant le modèle privilégié. La vente directe sur Internet à l'utilisateur résidentiel n'est pas abandonnée, mais les investissements en la matière ont considérablement ralenti.

Toutes les grandes compagnies ont développé leur présence sur Internet mais seules quelques unes ont réellement effectué un investissement stratégique à cet égard. Parmi les grandes compagnies pétrolières traditionnelles, BP Amoco a pris une longueur d'avance sur ces concurrents en lançant un site de commerce électronique du gaz naturel pour les consommateurs britanniques en décembre 1999. C'est cependant en Amérique du Nord que les compagnies

<sup>63</sup> « Top energy firms' ranking reflects new competition », Oil & Gas Journal, 29 Mai 2000

<sup>64</sup> Sanborn, « Oil and gas industry taps Internet benefits », InfoWorld, 10 juillet 2000

énergétiques sont les plus actives dans le domaine du commerce électronique.<sup>65</sup> Le leader actuel du commerce de l'énergie sur Internet est sans contredit Enron. Suite à l'ouverture du site Internet en novembre 2000, les échanges d'énergie et d'instruments financiers ont atteint la somme de 90 milliards en moins de six mois, faisant de EnronOnline un des plus importants sites commerciaux sur Internet.<sup>66</sup>

Les implications du virage technologique sur Internet sont révolutionnaires et pourraient causer de profondes modifications des marchés énergétiques. Alors que les vendeurs ont traditionnellement occupé la position dominante sur ces marchés, se sont les acheteurs qui vont à l'avenir avoir la main haute dans un nouvel environnement où l'information sera facilement accessible.<sup>67</sup>

---

<sup>65</sup> DAVIDSON, « Evolving global power market demands competitive excellence », *Petroleum Economist*, avril 2000

<sup>66</sup> Zellner, « Enron electrified », *Business Week*, 24 juillet 2000

<sup>67</sup> DAVIDSON, « Evolving global power market demands competitive excellence », *Petroleum Economist*, avril 2000

## II - De la déréglementation à la régulation : quelques exemples

Les expériences de déréglementation présentent des aspects spécifiques et distincts d'un pays à l'autre. Cette partie sera consacrée à l'étude plus approfondie de ces expériences dans quelques pays : Royaume-Uni, Allemagne, France, États-Unis et Côte-d'Ivoire. L'analyse se limitera aux réformes du secteur électrique, qui sont souvent plus sensibles politiquement puisque l'énergie électrique touche tous les individus dans leur quotidien. L'électricité sera d'ailleurs la source d'énergie destinée à l'utilisateur final qui connaîtra la plus forte croissance dans les 15 prochaines années.<sup>68</sup>

### 2.1 Royaume-Uni

La privatisation est l'élément central de la libéralisation du marché électrique britannique. Avant 1989, une seule compagnie de production et transport (CEGB) dominait le marché britannique et douze entreprises régionales assuraient la distribution. La libéralisation a été lancée en 1989 avec le *Electricity Act*, qui a démantelé le monopole du CEGB et annoncé la privatisation imminente des centrales thermiques classiques. En 1990, les privatisations se sont étendues aux entités régionales de distribution (dorénavant dénommées REC — Regional Electricity Companies) qui demeurent toutefois des monopoles locaux régulés. Les activités de génération et de transport seront dorénavant séparées et la concurrence a été introduite pour les clients consommant plus de 1 MW. Ce niveau d'éligibilité est baissé à 100 kW en 1994. La privatisation complète des REC en 1995 a provoqué un afflux d'investissements étrangers (principalement en provenance des États-Unis) et une intense intégration dans tout le secteur énergétique britannique :

« Soon after the UK government's 'golden share' in the regional electricity companies expired in March 1995, the RECs became a prime takeover market. Eventually, eleven of the twelve RECs were merged with or acquired by other companies. In the fall of 1995, both recently-privatized power generation companies, along with Scottish Power, placed bids on the recently-privatized distribution companies. There was also wide-scale integration and cross investment in electricity, natural gas supply, water supply, and telecommunications. Electricity utility companies from the United States were the most aggressive bidders for the RECs. »<sup>69</sup>

Les régulateurs britanniques se sont généralement abstenus d'intervenir en ce qui concerne les acquisitions visant les REC sauf dans les cas évidents d'intégration verticale avec des actifs de génération. Plusieurs acquisitions allant dans ce sens ont été rejetées par le gouvernement britannique en 1996 par crainte d'impacts négatifs sur la concurrence. Pour mieux faire face à la nouvelle réalité de la convergence gaz-électricité, les organes de régulation de ces secteurs ont également été fusionnés.

---

<sup>68</sup> Electricity Reform Abroad and U.S. Investment, DOE/EIA, septembre 1997, <http://www.eia.doe.gov/emeu/pgem/electric/ch2.html>

<sup>69</sup> Ibid

La privatisation du secteur électrique a provoqué une croissance rapide des investissements étrangers au Royaume-Uni, mais elle a également permis aux compagnies britanniques d'investir de larges sommes à l'étranger : d'abord aux Etats-Unis, en Australie et dans les pays en développement, puis en Europe à partir du moment où la directive sur l'électricité est entrée en vigueur. L'ouverture complète du marché domestique a lieu en juin 1999. En quelques mois à peine, près de 10% des consommateurs résidentiels ont changé de fournisseur.<sup>70</sup>

Les libéralisations effectuées conjointement dans les secteurs électriques et gaziers ont provoqué une forte concurrence entre les firmes de ces secteurs, ce qui a entraîné un mouvement de réintégration verticale et de concentration à la fin des années 90. Bien que le nombre de compagnies de génération d'électricité ait augmenté à 27 (au mois de mai 2000) suite au processus de libéralisation, une certaine domination des opérateurs historiques persiste comme en témoigne le duopole Powergen et National Power dans la production.<sup>71</sup>

Dans son ensemble, l'industrie électrique a bénéficié des libéralisations par une hausse de son efficacité et de sa rentabilité depuis le début des années 90. Les consommateurs ne sont pas en reste puisque les prix domestiques ont baissé de plus de 10% entre 1989 et 1998.<sup>72</sup> Certains problèmes ont toutefois été identifiés avec la structure du marché. Dans la structure de distribution très concentrée créée au Royaume-Uni par le plan de privatisation thatchérien, l'utilisation d'un système de *pool* où les prix de gros sont calculés d'après une formule n'a pas créé un marché où les prix sont « justes » (*fair*). Les régulateurs britanniques ont reconnu que le système de *pool* actuel laisse passer des « anomalies » et constitue une tentation pour les producteurs de défier le système afin de faire monter les prix. De ce fait, les autorités britanniques prévoient de réformer ce système. La différence des résultats prouvés entre les opérations *pool* et les prix fixés par le marché pourrait bien influencer le choix des membres de l'Union européenne qui n'ont pas encore établi leurs systèmes de marché de gros en matière de structures de marché.<sup>73</sup> Le *New Electricity Trading Arrangement* (NETA) devant débiter au printemps 2001 contient une série de mesures visant à corriger ces distorsions.

## 2.2 Allemagne

Réticente envers les réformes libérales il y a quelques années à peine, l'Allemagne est devenue l'un des pays les plus avant-gardistes dans le domaine depuis l'implémentation de la nouvelle loi sur l'énergie en avril 1998. Cette loi, qui a été élaborée afin de répondre aux exigences des directives sur l'électricité et le gaz de la Commission européenne, prévoyait la fin des franchises dans ces secteurs et l'ouverture du marché de détail à la concurrence. L'ouverture

---

<sup>70</sup> Burchett, « A continent united? Some thoughts on prospects for a single energy market in Europe », Public Utilities Fortnightly, 15 janvier 2000

<sup>71</sup> « Les systèmes de distribution de l'électricité et du gaz en Europe et aux Etats-Unis », EDF GDF Services, 1999, p.47

<sup>72</sup> Ibid., p.50

<sup>73</sup> Burchett, Public Utilities Fortnightly, 15 janvier 2000, p.34

à la concurrence s'est imposée comme la meilleure solution au problème des prix trop élevés de l'électricité.<sup>74</sup>

Le marché électrique allemand est extrêmement fragmenté. Il existait en avril 1998 plus de 950 compagnies locales possédées par les municipalités, une cinquantaine de compagnies régionales et huit grandes compagnies nationales intégrées. Ces dernières possèdent et opèrent le réseau de transmission à haut voltage ainsi que les centrales. Le marché est réparti géographiquement entre les grandes compagnies, qui fournissent les sociétés régionales sur la base de vente en gros. Les sociétés régionales, qui pour la plupart ont l'État comme actionnaire majoritaire<sup>75</sup>, ne font pratiquement pas de génération mais jouent un double rôle en distribuant directement au consommateur final ainsi qu'aux compagnies municipales situées à l'intérieur de leur aire d'opération.<sup>76</sup>

La libéralisation a été initiée dans l'idée de développer un environnement caractérisé par un degré de concurrence élevé et un faible degré de régulation. Il n'y a d'ailleurs pas d'organe de régulation pour superviser le processus de déréglementation. La législation allemande sur l'énergie excède les exigences européennes en matière de libéralisation du secteur. L'introduction de la concurrence n'a pas été immédiate et complète : tous les clients ont été éligibles dès le départ pour choisir un fournisseur d'électricité ou de gaz.<sup>77</sup>

L'effet principal de la déréglementation a été de briser les réseaux de vente protégés entre d'une part les sociétés régionales et les compagnies locales et d'autre part entre les compagnies nationales et les sociétés régionales. Une féroce concurrence s'est aussitôt installée, les compagnies cherchant à s'assurer des débouchés. Une intense vague de fusions et acquisitions s'est ensuivie, alimentée par l'arrivée massive d'investisseurs étrangers, surtout américains. Il ne reste plus à l'heure actuelle que trois joueurs importants au niveau national : RWE, Eon et EnBW. Les sociétés régionales ont également fait l'objet d'une activité transactionnelle fébrile : pour l'année 1999, on a recensé 15 fusions impliquant 40 compagnies.<sup>78</sup>

Les principaux gagnants de la libéralisation sont les consommateurs industriels, mais aussi résidentiels, qui ont profité de substantielles réductions de prix. Du côté des perdants, les sociétés régionales se trouvent dans l'inconfortable position de devoir concurrencer les grandes compagnies nationales tout en ayant à réduire leurs prix au détail à la fois pour leurs clients et pour les municipalités.<sup>79</sup> En dépit du succès général de l'exercice de libéralisation, l'accès des tiers aux réseaux de transmission demeure un sujet litigieux. Contrairement à ce qui se passe dans la plupart des pays, les prix de transmission de l'électricité en Allemagne ne sont fixés ni par un régulateur indépendant ni par un opérateur indépendant, mais plutôt par un accord entre les plus

---

<sup>74</sup> Les données de l'*Energy Information Administration* pour 1997 révélaient que les consommateurs allemands payaient un des prix les plus élevés en Europe pour leur électricité : 16.1 cents en moyenne par kWh, comparé 13.4 cents pour les Français et 8.5 pour les Américains.

<sup>75</sup> Les grandes compagnies nationales détiennent également des parts substantielles dans les sociétés régionales.

<sup>76</sup> Tait, « Free trade in Germany - Price wildfire or merger bonanza », *Power Economics*, novembre 1999

<sup>77</sup> TERZIC, WURM, et DIETRICH, « Germany : taking the lead in energy and gas », *Public Utilities Fortnightly*, 15 janvier 2000

<sup>78</sup> Site Internet de l'*Energy Information Administration*, Country Briefs, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/contents.html>

<sup>79</sup> Tait, « Free trade in Germany - Price wildfire or merger bonanza », *Power Economics*, novembre 1999

importants acteurs du secteur : les grandes compagnies électriques et les organisations industrielles et commerciales. Suite à de nombreuses critiques, un premier accord jugé discriminatoire a été abandonné pour faire place à un nouvel accord en décembre 1999. Celui-ci a été encore plus critiqué que son prédécesseur en raison du manque de transparence et de la division du marché allemand en deux zones de commerce distinctes qui défavorise les compagnies opérant dans une seule de ces zones.

### **2.3 France**

Le secteur électrique français est dominé par Électricité de France, qui produit, transporte et distribue virtuellement toute l'électricité en France. EDF, le dernier grand monopole public d'électricité dans l'Union européenne, est l'un des plus grands opérateurs au monde, avec une capacité de génération dépassant 100 000 mégawatts, 30 millions de clients et 116 000 employés. Cette compagnie a également la particularité d'avoir un pourcentage élevé de génération d'électricité à l'énergie nucléaire et des coûts de production relativement bas.<sup>80</sup>

En matière de libéralisation et de réforme du secteur électrique, la France ne partage pas l'enthousiasme de ces voisins britanniques et allemands. Le gouvernement français a accusé de nombreux retards relativement à l'échéancier fixé par la Commission européenne en matière d'ouverture à la concurrence. En novembre 1999, une procédure judiciaire a même été initiée par la Commission afin de forcer la France à mettre un terme au monopole d'EDF. En février 2000, un an après la date limite fixée par l'UE, une loi prévoyant la libéralisation du secteur électrique a finalement été adoptée. Un an plus tard, environ 1200 gros clients industriels et commerciaux avaient la possibilité de choisir un fournisseur électrique, ce qui représente 30% du marché. Bien que cette ouverture place le pays en avance sur l'échéance de 2003 de la Commission (où 33% du marché doit être libéralisé), la loi de février 2000 a été critiquée en raison de l'obligation imposée aux compagnies d'établir des contrats de trois ans avec leur fournisseurs d'électricité, ce qui selon les pays voisins constitue un obstacle à l'établissement du libre-marché. Jusqu'à maintenant, très peu de consommateurs ont effectivement changé de fournisseur.<sup>81</sup> EDF a également été critiquée par la Commission et les pays-membres de l'Union pour être entrée sur les autres marchés européens alors même que le marché français demeurait fermé à la concurrence. Le géant de l'électricité a été particulièrement actif sur le marché allemand.

Un organe de régulation de l'énergie (la Commission pour la régulation de l'électricité) a été créé pour superviser le processus de déréglementation. Il est prévu que cette commission assume également la supervision de la libéralisation du secteur gazier. Quatre grandes fonctions ont été conférées à la Commission : établir des tarifs pour l'utilisation des lignes de transmission d'EDF par des tierces parties, assurer la gestion indépendante du réseau, garantir l'accès des tierces parties aux réseaux de transmission et de distribution, et assurer la non-discrimination en faveur du fournisseur dominant.

<sup>80</sup> TERZIC, WURM, et DIETRICH, Public Utilities Fortnightly, 15 janvier 2000

<sup>81</sup> Site Internet de l'Energy Information Administration, Country Briefs, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/contents.html>

La réticence à ouvrir le marché à la concurrence s'explique en grande partie par l'inquiétude des autorités françaises en ce qui concerne le maintien du service public dans le secteur de l'électricité. Après de laborieuses négociations, la France a obtenu que la directive sur l'électricité de la Commission reconnaisse le principe d'obligation de service public. Ce concept permet aux États-membres d'imposer aux compagnies œuvrant dans le secteur électrique certaines obligations relatives à certaines questions d'intérêt général comme la sécurité des approvisionnements, l'équité sociale et la protection de l'environnement. Les observateurs de la réforme du secteur électrique européen s'attendent à ce que l'utilisation du principe de l'obligation de service public pour justifier des dérogations à la directive de la Commission constitue un terrain fertile de dispute entre les États-membres.<sup>82</sup> Une discussion plus approfondie sur le concept de service public est présentée à la section 3.3.

## 2.4 États-Unis

Le secteur électrique américain est un des cas d'étude les plus intéressants en matière de déréglementation en raison de la variété des systèmes d'un État à l'autre. Les expériences de libéralisation y étant amorcées depuis plusieurs années déjà, l'exemple américain regorge de leçons pour les opérateurs extérieurs qui seraient sur le point de s'engager dans un processus similaire.

Le marché de l'électricité aux États-Unis est extrêmement fragmenté : avant le mouvement de libéralisation, il existe près de 2900 opérateurs publics et de 200 à 250 opérateurs privés. Ces entreprises sont la plupart du temps intégrées verticalement et en situation de monopole local. Elles détiennent l'essentiel du réseau de transport et de distribution, près des trois-quarts des capacités de production et couvrent 75% de la demande finale. La réglementation du secteur est fort complexe puisque deux niveaux de gouvernement sont impliqués : la FERC (Federal Energy Regulation Commission) au niveau fédéral et les *Public Utilities Commissions* au niveau des États.

Les grandes étapes de la déréglementation s'étendent de 1978 à 1996. Jusqu'en 1978, les régulateurs interdisaient les hausses tarifaires, contribuant ainsi à la faible rentabilité des centrales de grande taille qui ne parviennent pas à maîtriser l'augmentation des coûts.<sup>83</sup> Le vent de réforme est venu en 1978 sous la forme du National Energy Act (NEA), dont le but fondamental était « d'assurer une croissance économique soutenue tout en donnant à l'économie le temps nécessaire pour effectuer la transition d'une époque révolue où l'énergie était peu dispendieuse à une autre où l'énergie était beaucoup plus coûteuse. »<sup>84</sup> La partie centrale du NEA en ce qui concerne les marchés électriques est le Public Utility Regulatory Policy Act (PURPA), qui crée un nouveau statut de producteurs indépendants, les Qualifying Facilities. Ces entreprises sont exemptées des dispositions contraignantes du régime précédent de diversification et de

---

<sup>82</sup> MARKS, « The EU directive on the internal market in electricity : where are the difficulties? », Power Economics, mars 1997

<sup>83</sup> « Les systèmes de distribution de l'électricité et du gaz en Europe et aux États-Unis », EDF GDF Services, 1999, p.72

<sup>84</sup> Stevenson et Ayoub, 1998, p.7



confinement géographique.<sup>85</sup> On est encore loin de la libre concurrence, mais une brèche est ouverte dans le monopole de production.

L'ouverture véritable du marché a lieu en 1992 avec l'Energy Policy Act (EPACT), qui oblige les opérateurs propriétaires des réseaux d'acheminer l'électricité de tous les producteurs vers les marchés de gros même s'ils ne sont pas directement interconnectés.<sup>86</sup> De plus, l'EPACT précise le rôle de la FERC en ce qui concerne la tarification. Lorsque la Commission oblige un opérateur à concéder le passage sur ses lignes, elle approuve les tarifs de péage permettant à l'opérateur de recouvrer tous les coûts économiquement vérifiables du transport.<sup>87</sup> Finalement, la FERC consolide en 1996 l'accès non discriminatoire au réseau de transport en incitant la mise en place de gestionnaires de réseaux indépendants (*Independent System Operator* — ISO).

Sur l'ensemble du territoire américain, la situation actuelle du secteur électrique se caractérise par une libéralisation mixte. Un compromis s'est formé pour développer un marché de gros entre les acteurs du système tout en conservant les structures existantes. En général, il n'y a pas de clients éligibles ni d'ATR, mais le commerce de gros de l'électricité entre les producteurs, les distributeurs et les négociants avec accès non discriminatoire au réseau de transport est maintenant une réalité. La structure de ce marché est représentée à la figure 11. Les prix aux clients finaux restent régulés par les États.

Depuis l'ouverture véritable de la concurrence dans la production en 1992, les acquisitions se sont multipliées sous le regard bienveillant des régulateurs. Il ne fait maintenant aucun doute qu'un mouvement de concentration est en cours. Les entreprises qui cherchent à atteindre une taille critique ou qui tentent de profiter des opportunités de synergie électrique-gaz par voie de fusions et acquisitions ont rapidement débordé le cadre national et se sont lancées à l'assaut des marchés émergents (Asie, Amérique latine) ou en cours de recomposition (Europe). L'internationalisation des opérateurs américains est parfois spectaculaire : la moitié des REC britanniques sont contrôlées par des sociétés américaines. Selon Finon et Serrato (2000), ces nouvelles stratégies découlent directement des réformes :

« Avec la réduction de leurs débouchés sur leur territoire de desserte et la limitation des opportunités de profit et de rente sous la pression de la concurrence, les entreprises sont aussi incitées à s'internationaliser et à se diversifier vers des métiers connexes. La taille devient un atout important face aux différentes formes de concurrence et à ces derniers enjeux, ce qui incite à des fusions et des acquisitions au niveau national et international.<sup>88</sup> »

---

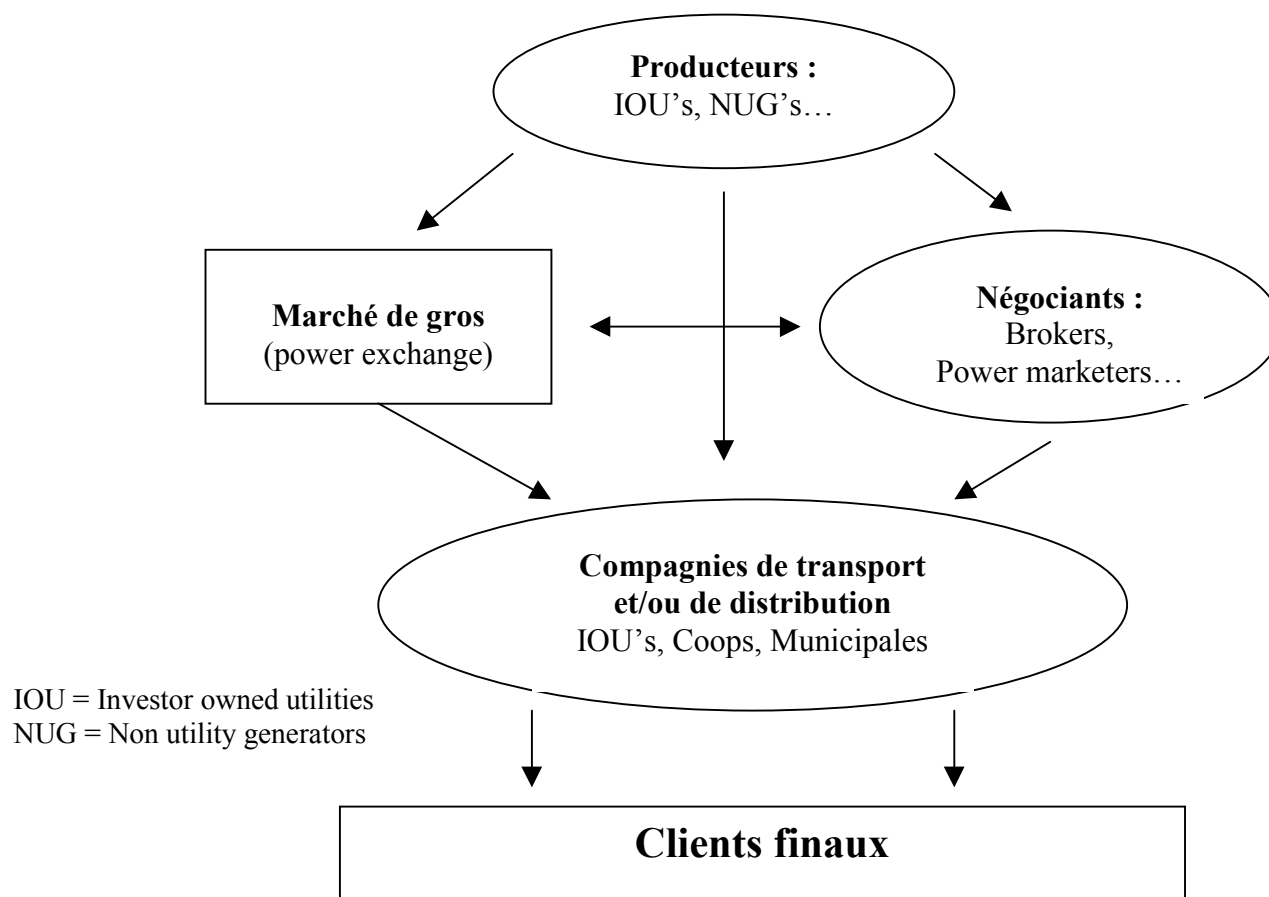
<sup>85</sup> Le Public Utility Holding Company Act (PUHCA), une loi antitrust de 1935, visait à empêcher le développement de puissants holdings qui contrôlaient la production et les réseaux de distribution. Ses dispositions principales étaient l'interdiction du développement inter-états et le contrôle stricte des activités de diversification (cloisonnement des énergies).

<sup>86</sup> « Les systèmes de distribution de l'électricité et du gaz en Europe et aux Etats-Unis », EDF GDF Services, 1999, p.74

<sup>87</sup> Stevenson et Ayoub, 1998, p.7

<sup>88</sup> Finon et Serrato, Revue de l'Énergie, janvier 2000, p.8

**Figure 11 Fonctionnement du marché de gros de l'électricité**



Source : « Les systèmes de distribution de l'électricité et du gaz en Europe et aux Etats-Unis », EDF GDF Services, 1999

Plusieurs États se sont engagés dans la libéralisation de leur marché interne (la Californie, le Rhode Island et le Massachussets ont déjà entamé le processus d'ouverture totale), parfois de manière trop précipitée selon certains analystes. Dans bien des cas, le débat sur les avantages et inconvénients de la concurrence et de la régulation n'a pas été suffisamment approfondi, ce qui a donné lieu à des solutions intermédiaires combinant maladroitement les deux idées et augmenté du même coup les risques d'échec des réformes. Déjà dans certains États, les problèmes causés par de tels systèmes mixtes ont provoqué des réactions de nostalgie par rapport au « bon vieux temps » de la régulation.<sup>89</sup> Le cas californien illustre de manière éclatante comment le processus de libéralisation peut tourner au cauchemar lorsque de mauvaises conditions de marché se conjuguent à un processus de (dé)réglementation ambiguë.

<sup>89</sup> Cicchetti et Long, « Politics as usual : A roadmap to backlash, backtracking and re-regulation », Public Utilities Fortnightly, 1<sup>er</sup> octobre 2000

### 2.4.1 L'expérience californienne de déréglementation : anatomie d'un désastre

De tous les États américains, c'est la Californie qui s'est engagée le plus loin en matière de déréglementation du système électrique. Au début des années 90, les prix élevés de l'électricité (jusqu'à 50% au-dessus de la moyenne nationale) ont incité les décideurs politiques à s'engager dans la réforme du système afin d'éviter un exode de compagnies vers les autres États.

Le marché est à cette époque caractérisé par une réglementation complexe qui a favorisé l'émergence de producteurs indépendants. Les trois tiers de la consommation totale d'électricité sont distribués par trois grandes compagnies privées verticalement intégrées et le reste est desservi par des opérateurs municipaux. Les considérations écologiques et environnementales ont fortement influencé l'évolution récente du marché de l'électricité californien : l'énergie « verte », plus coûteuse, est préférée aux sources énergétiques traditionnelles et le processus d'approbation pour le développement de nouvelles centrales est devenu extrêmement lourd. Finalement, la Californie souffre d'une dépendance énergétique chronique puisque 20% de sa consommation d'électricité est importée des États limitrophes.<sup>90</sup>

Bien que les premières démarches en vue de libéraliser le marché aient été entreprises en 1994, ce n'est qu'en 1998 que décolle vraiment l'expérience de déréglementation. Les autorités californiennes ont tout d'abord forcé la dé-intégration verticale des trois principaux opérateurs afin de créer une véritable concurrence dans la production. Un opérateur indépendant (Cal ISO) a ensuite été créé pour administrer le réseau de transport. Finalement, un marché spot a été mis sur pied pour la vente d'électricité (Cal PX) et les deux plus grands opérateurs privés ont l'obligation de vendre et d'acheter sur ce marché où l'exposition à la volatilité des prix est totale. Une caractéristique importante du système californien est l'absence de critères d'éligibilité pour l'accès à l'énergie libéralisée : tous les clients finaux peuvent immédiatement choisir entre plusieurs fournisseurs différents. La structure du marché électrique californien suite aux réformes est présentée à la figure 12.

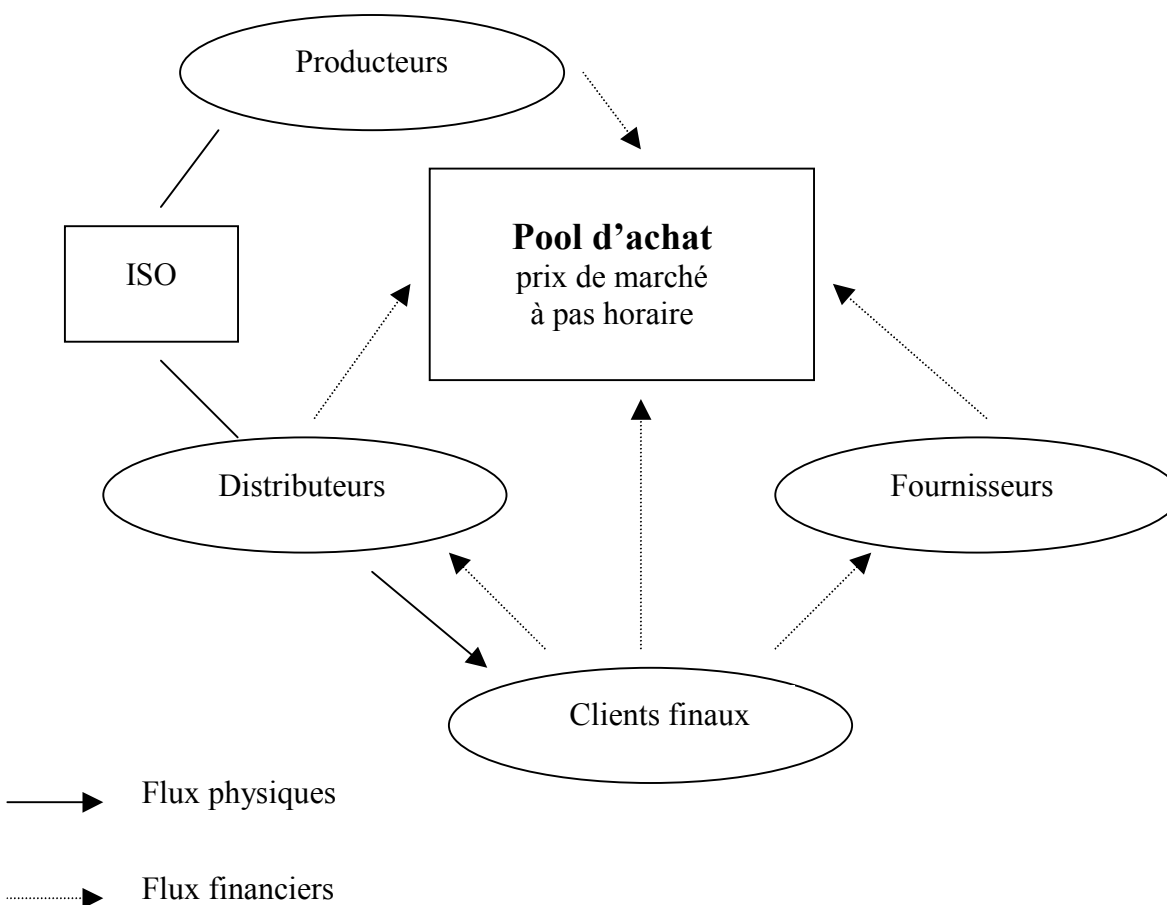
Les deux premières années de la déréglementation se déroulèrent sans problèmes majeurs. Les surplus de capacité qui caractérisaient le marché depuis plusieurs années disparaissent et l'expérience californienne semble un modèle à suivre en dépit du fait que moins de 2% des consommateurs choisissent de changer de fournisseur, personne n'étant en mesure d'offrir des réductions de tarif substantielles. Les premiers problèmes sérieux surviennent au printemps 2000 avec une importante hausse des prix sur le marché spot. La situation se détériore davantage durant l'été : les distributeurs paient 11 milliards de plus qu'à l'été précédent pour acheter de l'électricité aux producteurs. Cette augmentation est passée au consommateur (développement logique et prévisible dans un marché libre), ce qui a entraîné des hausses de prix considérables : les résidents de San Diego ont vu leurs factures d'électricité doubler à l'été 2000. La pression politique s'est faite de plus en plus intense sur le gouverneur, qui ordonne finalement à la

---

<sup>90</sup> The California Experience with Power Sector Reform, The World Bank, Energy and Mining Sector Board, mars 2001

California Public Utilities Commission (CPUC) de réduire ses prix de 50% dans la région de San Diego le 9 août. Cette mesure s'accompagne d'un gel des prix pour 2 ans.<sup>91</sup>

**Figure 12 Fonctionnement du marché électrique californien**



Source : « Les systèmes de distribution de l'électricité et du gaz en Europe et aux Etats-Unis », EDF GDF Services, 1999, p.82

La hausse incontrôlable des prix découle en fait d'un problème plus important encore : la menace de pénurie. Plusieurs grandes villes de Californie sont touchées, le cas le plus sérieux étant celui de San Francisco, qui se voit dans l'obligation de provoquer des pannes et arrêts de courant volontaires à partir de l'été 2000. Malgré une certaine stabilisation à l'automne, la situation se détériore davantage vers le mois de décembre et devient carrément intenable à partir de la mi-janvier. Les pannes se succèdent et affectent même Silicon Valley et ses industries de haute technologie. Au bout de leurs réserves financières, les deux principaux opérateurs sont au bord de la faillite.

L'expérience californienne en matière de déréglementation du marché de l'électricité se termine le 31 janvier 2001 avec la fermeture du Cal PX et l'adoption d'une loi permettant à l'État

<sup>91</sup> Faruqi et Eakin, « Summer in San Diego », Public Utilities Fortnightly, 15 septembre 2000

d'acheter l'électricité directement des producteurs pour les dix prochaines années, ce qui n'empêchera probablement pas la pénurie de se poursuivre pendant deux ans.<sup>92</sup> Deux mois après cette décision, le premier distributeur d'électricité de Californie (Pacific Gas and Electric) a dû se placer sous la protection de la loi sur les faillites.

Comment l'exercice de libéralisation a-t-il pu dérapé à ce point dans un État considéré comme un des principaux moteurs de l'économie américaine et mondiale? Une combinaison d'événements imprévisibles est à l'origine de la crise, mais se sont des erreurs dans les choix de réglementation et une mauvaise évaluation de la structure du marché qui ont fait en sorte que le processus de libéralisation s'écroule.

#### Les événements imprévisibles :

*Le marché de l'énergie a évolué d'une façon totalement inattendue en l'espace de quelques années :* la hausse rapide des prix du gaz naturel a rendu les opérations beaucoup plus coûteuses dans les centrales thermiques utilisant le procédé de cogénération.

*Faibles précipitations :* deux hivers secs consécutifs ont été à l'origine d'une baisse de production des centrales hydroélectriques.

Ces deux facteurs réunis auraient suffi à eux seuls à expliquer d'importantes hausses de prix de l'électricité. Ils ont aussi affecté les autres États faisant partie du réseau de la côte ouest, mais les conséquences ont été moindres pour ces derniers puisque le pourcentage d'électricité acheté sur le marché spot est faible.

#### Problèmes provenant de la structure du marché :

La croissance économique et démographique vigoureuse des années 90 a entraîné une importante hausse de la demande en Californie et dans les États environnants.

La réglementation environnementale étant très sévère, les permis nécessaires pour la construction de projets énergétiques sont longs et coûteux à obtenir. Cet obstacle explique en partie qu'aucun investissement dans de nouvelles capacités n'ait été effectué en Californie depuis 1992. Plutôt que de renouveler les équipements, les investisseurs ont préféré s'installer dans les États voisins quitte à exporter vers la Californie, ce qui a provoqué un déclin de la capacité de production de 1200 MW entre 1997 et 2000.

En résumé, une demande qui monte en flèche et une offre stagnante : les ingrédients sont réunis pour une escalade des prix. Cette réaction du marché, qui était pratiquement inévitable dans de telles circonstances, a toutefois été exacerbée par les défauts du processus de libéralisation.

Selon la majorité des experts, le maintien d'un prix plafond constitue une des principales erreurs de réglementation qui ont provoqué la crise de l'électricité. Tout d'abord, le prix plafond annule le signal du marché pour les usagers de restreindre leur consommation ou de rechercher des substituts. Il empêche de plus les opérateurs de se prémunir contre une hausse importante des prix sur le marché spot. Finalement, il incite les producteurs à aller sur d'autres marchés et l'effet à long terme est de limiter les investissements dans de nouveaux équipements. Selon Cichetti et

---

<sup>92</sup> Sanchez et Booth, The Washington Post, 1<sup>er</sup> février 2001

Long (2000), le prix plafond provoque exactement le contraire de ce qui se passerait dans un marché concurrentiel laissé à lui-même. Il n'y a peu d'avantages pour le consommateur car l'effet final est d'augmenter la demande et de diminuer l'offre au plus mauvais moment, comme cela s'est produit en Californie.

Malgré la suite d'événements imprévisibles ayant provoqué la crise énergétique de la Californie, un rapport de la Banque mondiale conclut que cette crise n'était pas inévitable et que de mauvaises stratégies de transition ainsi que des défauts de structure de marché ont joué un rôle important dans la débâcle du système :

« Inadequate transition arrangements also appear to have contributed to the crisis. The Californian 'big-bang' approach to deregulation is open to the risks of unexpected market conditions, as well as the unexpected ability of participants to 'game' the market. (...) California's inclination to rely on power imports, rather than expand its own supply capacity, exposed it to developments beyond its control. Neighboring states object to being energy farms for California, whereby the latter avoids the environmental consequences of building new generation capacity whilst benefiting from the output. (...) The conclusion must therefore be that the flaws in the design of the Californian market contributed substantially to the financial crisis of its main utilities. »<sup>93</sup>

Les conséquences négatives de la crise sont immédiates en ce qui concerne les pertes économiques engendrées par les pannes. À plus long terme, le gel du processus de libéralisation pourrait s'avérer encore plus dommageable. Il semble probable que l'économie californienne souffre encore longtemps des prix élevés de l'électricité, ce qui pourrait provoquer le départ de plusieurs compagnies. Suite aux événements décrits, plusieurs États (surtout ceux de l'ouest) ont reporté leurs projets de libéralisation. Si une seule conclusion devait être tirée de l'expérience californienne, se serait sans doute qu'en matière de déréglementation des systèmes électriques, une certaine prudence s'impose en dépit de la pensée libérale dominante selon laquelle il faut tout déréglementer le plus vite possible.

## **2.5 Pays en voie de développement**

Dans les pays industrialisés, les restructurations sont motivées par la recherche d'une plus grande efficacité économique. Il s'agit dans la plupart des cas de corriger les défauts de réglementation afin d'accélérer l'absorption du changement technique et de permettre la réorientation des décisions d'investissement et de financement des entreprises. Dans les pays en voie de développement, s'ajoute à ces motivations la nécessité de stabiliser l'économie.<sup>94</sup> Les conditions dans lesquelles sont effectués les restructurations sont généralement beaucoup plus difficiles et contraignantes.

Selon un rapport récent de la Banque mondiale, le financement de projets énergétiques s'est davantage concentré dans les pays en voie de développement que dans les pays développés pendant les années 90 :

<sup>93</sup> The California Experience with Power Sector Reform, The World Bank, Energy and Mining Sector Board, mars 2001, p.36

<sup>94</sup> PINTO, 1999, p.39

« In 1990-1999, 76 developing countries introduced private participation in energy (electricity and natural gas transmission and distribution). These countries awarded the private sector more than 700 energy projects, representing investments of almost \$187bn. Foreign capital has been a major source of funds. In 1990-1999, global developers were the top 10 sponsors of private energy projects, measured by investments, in developing countries and were involved in a fifth of these projects. Their projects accounted for just over a third of total investment. »<sup>95</sup>

L'ampleur des montants investis ne signifie cependant pas que ces derniers ont été également répartis entre les pays en voie de développement. La majeure partie des investissements en question ont en effet été effectués dans les pays asiatiques et dans une moindre mesure dans les pays latino-américains.

Parmi les pays en voie de développement, c'est en Amérique latine qu'ont eu lieu les libéralisations les plus profondes. Le mouvement a débuté au Chili dans les années 80 et a pris la forme de privatisations des compagnies électriques suivies d'une redéfinition importante des cadres réglementaires. Le modèle chilien a par la suite inspiré les réformes du secteur électrique dans les deux plus importantes économies de l'Amérique du Sud, soit l'Argentine et le Brésil, qui ont aussi privilégié la privatisation comme moyen de libéralisation. En Argentine, la réforme commencée en 1992 a donné lieu à une réorganisation industrielle majeure avec le démantèlement et la privatisation des monopoles publics. Ce n'est toutefois qu'en 1995 que des réformes semblables ont été entreprises au Brésil, où les défis sont particulièrement élevés étant donné la taille imposante du système électrique.

Les réformes du secteur électrique dans les pays sud-américains se sont articulées autour d'un ensemble de mesures libérales similaires :

- introduction de la concurrence dans le segment de la production électrique;
- dé-intégration verticale des activités de production, de distribution et de commercialisation;
- ouverture des réseaux et introduction des mécanismes de libre accès des tiers;
- définition de nouveaux mécanismes de réglementation;
- création des nouvelles agences de réglementation;
- privatisation partielle ou totale des compagnies publiques.<sup>96</sup>

Ce modèle de libéralisation, qui nécessite pour bien fonctionner un certain degré de cohésion sociale et d'ouverture économique ainsi qu'un cadre juridique assez élaboré, n'est pas le plus répandu parmi les pays en voie de développement. En Afrique sub-saharienne en particulier, le refus de procéder à des privatisations totales est unanime, ce qui n'a pas empêché la mise en œuvre d'ambitieuses réformes du secteur électrique.

Les pays d'Afrique sub-saharienne présentent plusieurs similarités dans le développement de leur industrie électrique. Tout d'abord, les conditions physiques et économiques sont fort semblables d'un pays à l'autre : les systèmes électriques sont petits (quelques dizaines de MW), les réseaux importants sont limités aux villes, le taux de branchement est faible dans les

---

<sup>95</sup> TOWNSEND, « Financing a new era », *Petroleum Economist*, juin 2000

<sup>96</sup> Pinto, 1999, p.42

campagnes, de gros investissements sont nécessaires dans les infrastructures de transport et de distribution, et finalement la situation économique est beaucoup plus difficile qu'en Asie ou en Amérique latine.

En ce qui concerne la structure générale du secteur électrique, les choix ont également été similaires d'un pays à l'autre. Dans la plupart des cas, des entreprises publiques en situation de monopole et intégrées verticalement ont été créées pour soutenir le développement de l'économie nationale. Ce modèle organisationnel, dit *modèle sectoriel*<sup>97</sup>, a cependant éprouvé de nombreuses difficultés après un départ prometteur. Les critiques ont pointé du doigt la gestion étatique déficiente pour expliquer les mauvaises performances des entreprises électriques nationales que ce soit en terme technique, économique ou financier.

Les réformes récemment engagées en Afrique sub-saharienne découlent autant d'un constat d'échec du modèle sectoriel (du moins dans le contexte économique extrêmement défavorable qu'a connu la région depuis les années 80) que des exigences des institutions financières internationales. Les prêts accordés par celles-ci sont de plus en plus fréquemment assortis de conditions de réformes macroéconomiques à teneur libérale. Par conséquent, les programmes de réforme en cours dans cette région impliquent des changements d'orientation importants : l'adoption du libéralisme, incluant la privatisation de plusieurs secteurs de l'économie, la libéralisation complète des échanges et la déréglementation du marché du travail. Pour les libéraux convaincus, il s'agit là de la seule façon de rendre l'économie compétitive. La conséquence négative de cette approche est le renoncement à une stratégie de développement autonome et l'ajustement des modèles nationaux en concordance avec un modèle universel, totalement inséré dans l'économie mondiale.<sup>98</sup>

Les gouvernements africains doivent faire face à certains risques de déstabilisation sociale et c'est pourquoi ils préfèrent généralement les arrangements entre les différents acteurs plutôt que d'imposer des décisions, ce qui explique une certaine lenteur à effectuer les réformes. Ces délais reflètent également des signes d'indétermination quant à l'amplitude et la finalité des réformes. Tout comme la France, la plupart des pays africains tiennent à préserver la mission de service public du secteur électrique. À cette exigence s'ajoute la nécessité de régler le problème des contraintes de financement ainsi que de négocier une entente qui rassemble des partenaires sociaux souvent divisés.

Selon Percebois (1997), les pays d'Afrique sub-saharienne se divisent en trois groupes en ce qui a trait à la profondeur des réformes du modèle sectoriel dans l'industrie électrique (données de 1996). Le premier groupe est formé de pays où le modèle sectoriel est profondément transformé par l'introduction de changements majeurs dans les cadres institutionnel et organisationnel : c'est le cas de la Côte d'Ivoire, de la Guinée, du Mali et du Gabon. Le second groupe est caractérisé par une adaptation du modèle sectoriel par l'introduction de mesures renforçant la commercialisation des compagnies électriques sans toutefois modifier le cadre institutionnel (Ghana, Kenya, Mauritanie, République du Congo, Zambie et Zimbabwe). Le dernier groupe est composé de pays où les projets de réformes sont hésitants ou même inexistant

---

<sup>97</sup> Girod et Percebois, « Reforms in sub-saharan Africa's power industries », *Energy Policy*, vol. 27, no. 1, 1998

<sup>98</sup> Ibid.



(Afrique du Sud, Bénin et Togo, Burundi et Rwanda, Cameroun, Congo, Madagascar, Mozambique, Nigéria, Angola, Botswana, Ethiopie, Malawi et Sénégal).

### 2.5.1 Côte d'Ivoire

La Côte-d'Ivoire est le pays qui a initié le mouvement de libéralisation dans le secteur électrique en Afrique sub-saharienne et est également celui où les réformes ont été poussées le plus loin. Les particularités du marché électrique ivoirien sont les suivantes :

- les coûts d'investissements sont importants;
- la croissance de la demande est élevée;
- le coût de recouvrement est exceptionnellement élevé dans les zones rurales;
- le coût de l'énergie par habitant est élevé par rapport au PIB par habitant;
- il y a prédominance des zones rurales sur les zones urbaines.<sup>99</sup>

Comme dans la plupart des pays africains, le secteur électrique est également caractérisé depuis les années 60 par un opérateur unique géré par l'État. Après une période de progrès rapide (la capacité du réseau passe de 35 MW en 1960 à 937 MW en 1984), ce modèle de gestion a éprouvé de sérieuses difficultés, qui sont exacerbées par la crise économique des années 80. Le bilan du secteur électrique effectué à la fin des années 80 n'est pas reluisant : le rendement du réseau est médiocre, les tarifs sont inadaptés à l'évolution des coûts et les résultats financiers sont largement déficitaires. Les autorités ivoiriennes ont donc choisi de tourner le dos au modèle sectoriel et ont adopté un des principaux préceptes libéraux : favoriser le désengagement de l'État et orienter ses interventions vers les fonctions de régulation du secteur. (VEI, Gaston, 1999)

Deux restructurations majeures ont été entreprises, la première en 1990 et la seconde en 1998. Le pilier central de la restructuration de 1990 a été la dissociation entre la propriété des installations et les fonctions d'opérateur. La compagnie nationale, Énergie Électrique de Côte d'Ivoire (EECI), a été transformée en société de patrimoine alors que les fonctions d'opérateur ont été confiées à la société privée de droit ivoirien CIE (Compagnie Ivoirienne d'Électricité) pour une période de 15 ans. La CIE est détenue majoritairement par le groupement SAUR-EdF. La CIE a pour missions principales :

- D'exploiter à ses risques l'ensemble des ouvrages de production, de transport, de distribution d'importation et d'exportation d'électricité;
- De supporter l'intégralité des charges d'entretien courant et de gestion;
- De réaliser les travaux de branchement et de proposer, dans le cadre des conventions périodiques, les travaux d'extension et de renouvellement.

Après neuf ans de concession et d'exploitation, les résultats techniques et financiers sont très positifs et le secteur électrique a connu un redressement rapide en termes technique et financier. Les temps de coupure ont été réduits de manière significative, passant de 50 heures par an par abonné (1989) à 13 heures en 1997. La bonne performance du secteur a favorisé de nombreux investissements dans la production, le transport et la distribution d'électricité ainsi que dans le programme d'électrification rurale.

---

<sup>99</sup> Vei, 1999, p.22

Malgré le succès général des réformes, certaines difficultés ont été rencontrées. Un des points les plus litigieux a été l'imprécision de la frontière entre les travaux d'entretien et les travaux de renouvellement. La limite entre ces deux activités n'étant pas assez concrète, certains travaux qui relevaient d'un renouvellement, donc de la EECI, ont été exécutés par la CEI. Une autre difficulté majeure a été la structure d'intervention étatique trop complexe. Trois structures de coordination ont en effet été créées par l'État ivoirien après l'entrée en vigueur de la concession. La CEI s'est donc retrouvée face à une multitude d'interlocuteurs, ce qui a contribué à alourdir le fonctionnement quotidien de l'exploitation du système.

Ces problèmes ont convaincu les autorités de procéder à une nouvelle restructuration en décembre 1998, où le nombre d'intervenants a été diminué (la EECI a été dissoute) et les rôles des institutions ont été mieux définis. En particulier, on vise alors à séparer les fonctions de régulation et de gestion du service public de l'électricité. Cette seconde restructuration s'oriente également vers la dé-intégration verticale puisque à partir de 2005, le sous-secteur du transport d'énergie sera confié à la Société d'Opération Ivoirienne d'Électricité (SOPIE) nouvellement créée. L'ouverture de la production aux opérateurs privés est quand à elle déjà amorcée depuis le développement de la CIPREL en 1993 et de CINERGY en 1998.

Malgré l'ensemble des mesures à caractère résolument libérales qui ont été mises de l'avant depuis 1990, certains acteurs importants du secteur électrique ivoirien doutent encore de la pertinence d'introduire la concurrence dans un système si petit :

« La fragmentation du parc de production actuel appartenant à l'État introduira une contrainte supplémentaire dans la gestion du système. En effet, chaque opérateur qui se portera acquéreur d'une ou de plusieurs centrales de production imposera un contrat du type take or pay afin de garantir une rentabilité minimale.

(...) compte tenu de la petite taille de notre système électrique et surtout de l'étroitesse de notre marché électrique, des inquiétudes demeurent quant à l'efficacité réelle de l'introduction de la concurrence en production et en distribution. »<sup>100</sup>

Bien que le bilan de la restructuration du secteur électrique en Côte d'Ivoire semble positif jusqu'à maintenant, il est trop tôt pour sauter aux conclusions : le rythme de la libéralisation, malgré les changements effectués, demeure somme toute assez lent.

## **2.6 Bilan des restructurations des secteurs électriques**

Jusqu'à maintenant, l'impact des libéralisations a-t-il été généralement positif? Dans la plupart des cas, la réponse est oui. Du point de vue des consommateurs, la concurrence a entraîné une baisse de prix substantielle de l'électricité dans plusieurs pays. Du point de vue de l'industrie, le libre-marché a incité de nombreuses restructurations qui ont accru l'efficacité de l'industrie dans son ensemble. Il y a cependant quelques ombres au tableau.

---

<sup>100</sup> Ibid., p.23

Bien que les échecs spectaculaires de réforme comme celui de la Californie soient rares, il est plutôt fréquent que des problèmes surviennent en période de régime transitoire de libéralisation. Ces problèmes sont généralement liés à une ouverture incomplète du marché et à la coexistence difficile entre les règlements nécessaires pour encadrer une introduction graduelle de la concurrence et les mécanismes du marché dont la pression est immédiate. Dans la plupart des cas cependant, les difficultés rencontrés ne sont pas sérieuses au point de compromettre le processus de libéralisation.

Les décideurs politiques ayant entamé la déréglementation de leur industrie énergétique pour introduire la concurrence cherchent à tout prix à éviter deux écueils principaux, c'est-à-dire un dérapage du marché (comme se fut le cas en Californie) et une trop grande concentration des entreprises résultant de fusions et acquisitions successives. Ce dernier problème risque de se présenter de plus en plus souvent dans la mesure où la régulation permissive des premières années d'un processus de déréglementation ferme souvent les yeux sur les prises de contrôle agressives dans l'industrie visée. Les phénomènes d'internationalisation des entreprises et de mondialisation financière ajoutent aux risques de concentration puisqu'il y a un décalage entre les régulateurs qui exercent leur activité au niveau national et les investisseurs qui agissent de plus en plus fréquemment sur le plan mondial.

### III - Quelle réglementation pour les marchés énergétiques libéralisés?

Comment encadrer la concurrence? Telle est la grande question des marchés énergétiques en ces temps de restructurations massives. Pour les plus fervents défenseurs du libre-marché, la réponse est sans équivoque : il faut intervenir le moins possible puisque les mécanismes du marché assurent une efficacité optimale. (section 3.1) Pour une majorité d'intervenants par contre, il est nécessaire d'encadrer le marché en raison d'un certain nombre de défaillances, la plus importante d'entre elles étant la tendance naturelle à la concentration dans le secteur de l'énergie. (section 3.2) L'équilibre entre concurrence et service public constitue également un thème central de la problématique des marchés déréglementés. (section 3.3) De plus en plus souvent, la régulation est présentée comme solution universelle à tous les problèmes issus de la déréglementation. Réguler les marchés énergétiques constitue toutefois un acte d'équilibre complexe entre différents intérêts et objectifs et qui a ses limites. (section 3.4) En dernière analyse, c'est l'éternelle question du rôle de l'État et du degré approprié d'intervention dans les secteurs énergétiques qui demeure la question la plus sensible.

#### *3.1 La percée de la pensée libérale dans le secteur de l'énergie*

Le secteur de l'énergie a longtemps été considéré « trop important » pour être laissé aux forces du marché. Le pétrole en particulier est encore de nos jours (et avec raison) qualifié de « produit stratégique » puisque les économies industrialisées et les armées modernes reposent sur l'utilisation de ce combustible. Quant aux secteurs du gaz et de l'électricité, personne n'a contesté, pendant des dizaines d'années, qu'il s'agissait de monopoles naturels. Il n'est donc pas surprenant que les arguments de sécurité des approvisionnements et d'intérêt public général aient justifié les interventions étatiques tout au long du XX<sup>e</sup> siècle. À partir des années 70, la poussée idéologique libérale graduelle mais irrésistible a toutefois infléchi les politiques interventionnistes en faveur d'un rôle croissant pour le marché.

Dans les années 60, le postulat selon lequel l'énergie était un cas typique de marché nécessitant une certaine dose de planification étatique pour bien fonctionner régnait de façon quasi-universelle. Les forces du marché n'étaient pas du tout considérées comme étant suffisantes. La théorie des choix publics, principalement développée aux États-Unis, a remis en doute cette mentalité. Les travaux de plusieurs économistes ont en effet montré que les politiciens et les fonctionnaires agissent comme tous les autres individus : par conséquent, présumer qu'ils servent le public avec sagesse et désintéressement entraîne de bien mauvaises prédictions. L'échec du gouvernement étant largement répandu, les économistes en ont conclu que l'existence de l'échec des marchés est une condition nécessaire mais pas suffisante pour justifier une intervention des gouvernements. Pendant ce temps, des changements se sont opérés dans les politiques économiques, en partie à cause de la « contre-révolution » des idées des économistes et aussi à cause de l'échec perçu de la planification et des politiques macro-économiques des pays consommateurs de pétrole qui ne sont pas arrivés à contenir l'inflation durant les deux crises pétrolières. (Robinson, 2000)

L'effondrement des économies planifiées de 1989 à 1991 a renforcé la confiance des économies libérales dans le fonctionnement des mécanismes du marché. Les hésitations pour étendre le paradigme libéral au secteur énergétique sont tombées une à une. Selon cette approche, le marché est le seul moyen efficace de gérer efficacement les ressources énergétiques :

« Les technologies efficaces sont adoptées en raison de l'amélioration qu'elles apportent à la situation des agents économiques concernés. Avec des agents supposés nécessairement rationnels et complètement informés des performances des différentes technologies disponibles, le marché permet une allocation optimale des ressources et assure la diffusion des technologies qui améliorent l'optimum économique sans nécessiter l'intervention de pouvoirs publics. »<sup>101</sup>

Les marchés mondiaux de l'énergie sont ainsi devenus beaucoup plus concurrentiels. Les changements structurels dans l'industrie pétrolière ainsi que les progrès des technologies de l'information ont fait du marché pétrolier international un marché comme les autres, réduisant l'élément « administré » dans l'établissement des prix, en dépit des efforts de l'OPEP de fixer un prix plancher pour le pétrole brut. Des développements particulièrement importants se sont produits dans ces industries « secondaires » que l'on considérait depuis toujours comme des monopoles naturels : l'électricité et le gaz. La percée intellectuelle s'est présentée sous la forme d'une prise de conscience qu'il peut y avoir concurrence dans la production et la vente aux consommateurs même si le réseau de distribution demeure un monopole réglementé.

Malgré la libéralisation significative des marchés de l'énergie, on ne peut considérer à l'heure actuelle que des forces commerciales règnent sans entraves dans l'industrie de l'énergie. Le nouveau « semi-consensus » qui a émergé est en fait dominé par l'opinion qu'on devrait accorder aux marchés la latitude nécessaire pour opérer (de par leurs avantages en terme d'efficacité) tout en continuant à identifier les échecs de marché et à recommander des actions gouvernementales pour les contrecarrer. (Robinson, 2000)

En effet, très peu d'économistes se positionnent en faveur d'un retour en force de l'interventionnisme étatique en matière de gestion énergétique, mais nombre d'entre eux considèrent que certaines défaillances du marché nécessitent toujours l'intervention de l'État. Celle-ci serait justifiée dans les cas suivants : pour corriger l'échec des marchés privés à fournir un degré adéquat de sécurité des approvisionnements, pour compenser la myopie naturelle de ces marchés, pour internaliser les externalités environnementales et pour éviter les abus monopolistiques. Le débat se situe donc maintenant entre les tenants d'une approche mixte État/marché des industries énergétiques et les ultra-libéraux, selon lesquels l'État devrait se retirer complètement sinon pour assurer le fonctionnement du marché par un cadre juridique et législatif sans ambiguïté.

La section suivante reprend l'exposé de Colin Robinson<sup>102</sup>, qui présente les principaux arguments du point de vue ultra-libéral en faveur du plus grand désengagement possible de l'État dans le secteur énergétique.

---

<sup>101</sup> Finon et Menanteau, 1999, p.42

<sup>102</sup> Robinson, Colin, « Energy economists and economic liberalism », *The Energy Journal*, 2000

### 3.1.2 Le point de vue anti-interventionniste

Selon les ultra-libéraux, la méfiance des gens envers le marché provient du fait que l'expression « marché concurrentiel » n'est pas toujours utilisée de la même façon par les économistes. Il y a en effet confusion entre d'une part les marchés *parfaitement concurrentiels* et d'autre part les marchés où règne une *rivalité sérieuse mais pas de concurrence atomisée*. Ces derniers peuvent être qualifiés de « concurrentiels » mais non de « parfaitement concurrentiels ». Les économistes classiques voyaient la concurrence « ...as a process of rivalry in the search for unrealised profit opportunities » (Blaug, 1987) — un processus qui est très différent de la concurrence parfaite. En surface, la concurrence parfaite apparaît comme étant une forme idéale de marché. Les forces de la concurrence sont telles que, à long terme, un équilibre s'opère et élimine les profits « excessifs » : les seules entreprises qui demeurent dans l'industrie gagnent juste assez pour leur permettre de conserver leurs facteurs de production. Le prix est équivalent au coût marginal. Dans cet état idéal, il est impossible d'améliorer le sort d'une entreprise sans en léser une autre.

Le problème, selon Robinson, est que depuis plus de 50 ans, les économistes dominants ont eu tendance à présumer que la concurrence parfaite est un état qu'il faut chercher à atteindre. Par conséquent, dès lors qu'ils analysent un marché réel, ils tentent de le faire correspondre à l'état idéal de la concurrence parfaite. S'il n'y a pas correspondance, et invariablement ça ne sera pas le cas, l'approche standard recommande l'action des gouvernements pour remédier aux imperfections et échecs de marché suspectés. Cette approche d'élaboration des politiques économiques mène invariablement à une intervention généralisée des gouvernements ou des législateurs. Elle perdure, selon les ultra-libéraux, parce que plusieurs économistes refusent d'abandonner le paradigme de la concurrence parfaite. De plus, les législateurs apprécient l'approche du marché défaillant car elle procure un ancrage intellectuel à toutes les formes de réglementation.

Les opinions traditionnelles sur la légitimité des réglementations résultent d'une préoccupation par rapport à ce qui découlerait de la concurrence parfaite. Dans un marché « imparfait » (ce qui est généralement le cas pour les marchés de l'énergie), la nécessité d'une réglementation est évidente pour trouver une solution plus proche de celle de l'équilibre à long terme de la concurrence parfaite. Hors, dans la réalité, il n'est pas possible de déterminer à l'avance quel serait le résultat d'un marché concurrentiel. Il n'y a jamais eu d'équilibre, on ne peut donc l'avoir observé : les observateurs recherchent toujours de nouvelles possibilités et, pendant ce temps, le marché se transforme constamment.

Plutôt que de considérer la concurrence comme un équilibre où toutes les connaissances pertinentes sont disponibles, Robinson la définit comme étant un processus de découverte, mené par les entrepreneurs, avec des marchés en déséquilibre constant. Cette définition d'un marché concurrentiel mène à des conclusions bien différentes quant au rôle de la régulation :

« Models of regulatory systems which are founded, explicitly or implicitly, on the perfect competition paradigm, are unhelpful and misleading as guides to practical action. But once this traditional anchor of regulation is removed, the basis of regulation becomes elusive. »<sup>103</sup>

<sup>103</sup> Ibid.

Même si tous les régulateurs étaient altruistes, agissant dans l'intérêt public, ils ne sont pas omniscients. Dans la pratique, il est très difficile d'améliorer les processus du marché par la réglementation à cause de l'absence d'information qui indiquerait ce que le régulateur devrait faire. De plus, les régulateurs ne sont pas désintéressés; ils sont fortement influencés par des groupes de pression qui déforment la politique publique à leur propre avantage.

Les principales raisons invoquées pour justifier la régulation des marchés de l'énergie sont généralement ancrées dans les échecs supposés qui sont spécifiquement reliés aux marchés de l'énergie. Robinson explique pourquoi, selon lui, ses raisons ne sont pas valables.

#### *Assurer la sécurité des approvisionnements*

Les marchés sont en mesure d'assurer la sécurité des approvisionnement puisqu'ils tendent à la promouvoir lorsque les consommateurs la demandent. Puisque les consommateurs et les fournisseurs ont intérêt à assurer leur approvisionnement, ils vont tout naturellement diversifier leurs sources d'approvisionnement afin d'éviter la sur-dépendance. D'un autre côté, les politiciens et les régulateurs n'ont aucune information qui leur permet de juger quel est le niveau de sécurité adéquat et leurs actions pourraient entraîner des réactions contraires à l'effet recherché, par exemple en augmentant le pouvoir monopolistique des producteurs de pétrole locaux.

#### *Protection contre les hausses de prix à long terme*

Un argument commun veut que, à long terme, les prix des ressources énergétiques non renouvelables vont augmenter, ce qui justifie l'intervention afin d'éviter qu'un pays ne devienne dépendant de ses importations de pétrole dans un contexte de prix élevés. En fait, l'analyse empirique montre que les coûts d'extraction diminuent sensiblement à long terme et que les prix de l'énergie restent stables. De plus, l'hypothèse sous-jacente — que les gouvernements ou régulateurs arrivent à mieux anticiper les prix que le marché — a de fortes chances d'être fautive. La question qu'il faut se poser est de savoir si les politiciens qui ont des horizons à court terme (jusqu'à l'élection suivante) prédisent mieux les fluctuations de prix que ceux qui participent au marché.

#### *Préserver l'avenir des générations futures*

Il n'est pas évident que préserver les ressources naturelles non-renouvelables est à l'avantage des générations futures. Ces ressources ne se perdent pas après leur extraction, mais elles sont transformées en avancées technologiques, des équipements et des connaissances. De plus, lorsque l'on observe les réglementations et les autres formes d'intervention, il est important de garder à l'esprit que toute mesure prise le serait par des politiciens et régulateurs faillibles. Il y aurait échec du gouvernement et de la réglementation et un risque important de perturbation des mécanismes du marché.

### *Protection de l'environnement et problème de changement climatique*

La preuve scientifique de l'existence d'une tendance montrant un changement climatique au niveau planétaire (différente du cycle climatique à plus court terme) est très mince. Si l'on pouvait démontrer que ce changement climatique est réel et qu'il entraînera, *ceteris paribus*<sup>104</sup>, une dégradation des conditions de vie, il faut se demander sérieusement si l'énoncé « *ceteris paribus* » peut être maintenu : l'être humain, après tout, s'est adapté depuis des siècles aux changements climatiques et il se peut que l'option la plus efficiente soit de le laisser s'adapter à nouveau.

\* \* \*

Les arguments présentés ci-dessus, que l'on soit d'accord ou non, s'inscrivent dans une stricte logique économique et représentent un point de vue assez répandu dans les milieux intellectuels du secteur de l'énergie. Le ton d'apparence cynique (toute action collective concertée semble toujours vouée à l'échec en raison des intérêts individuels divergents) masque en fait une imperturbable confiance en l'espèce humaine et sa capacité d'adaptation, en autant que puisse s'exprimer librement l'intérêt individuel par le biais du marché. Dans le cas de la dégradation de l'environnement par exemple, les niveaux de pollution ne dépasseront pas une certaine limite acceptable puisque la somme des intérêts individuels fait en sorte que personne n'a intérêt à mettre en danger la survie de l'humanité...

Il existe pourtant de nombreux exemples de la « myopie » des marchés : certaines actions qui paraissent profitables à court terme mais qui entraînent à long terme des répercussions désastreuses pour des collectivités entières. L'argument selon lequel les données scientifiques sont insuffisantes pour prouver l'influence de l'action humaine sur le climat de la planète, pour reprendre l'exemple environnemental, est de plus en plus caduc. Les rapports qui confirment le contraire se multiplient et un consensus en ce sens émerge graduellement de la communauté scientifique.

Malgré les nombreux points de vue divergents entre les différents intervenants du milieu énergétique, il y a tout de même un cas où les ultra-libéraux reconnaissent la nécessité de l'intervention des pouvoirs publics, c'est-à-dire lorsqu'il s'agit de limiter la concentration des entreprises.

### **3.2 Concurrence et concentration**

Dans un rapport publié en mars 2000, le *Department of Energy* américain soulève de nombreuses questions concernant le niveau de régulation approprié pour les marchés de l'électricité déréglementés.<sup>105</sup> Le degré de concentration dans certaines régions du pays inquiète les auteurs du rapport, qui soulignent également l'absence d'un mandat clair de la part des législateurs en ce qui a trait à la façon dont les régulateurs devraient appliquer les lois et

<sup>104</sup> *Ceteris paribus* : toutes choses égales par ailleurs

<sup>105</sup> U.S. Department of Energy, « Horizontal Market Power in Restructured Electricity Markets », mars 2000, pp.8-10



réglementations visant à maintenir une concurrence saine.<sup>106</sup> La vague de fusions et acquisitions des dernières années serait-elle en train de limiter sérieusement la concurrence introduite par la libéralisation? La concentration, nous l'avons vu, est une tendance qui caractérise actuellement la plupart des marchés énergétiques déréglementés, que ce soit dans le secteur pétrolier, gazier ou électrique. L'ouverture de plusieurs marchés auparavant interdits aux investisseurs étrangers a fait bondir la concurrence internationale dans les années 90. Paradoxalement, ce même phénomène est à l'origine d'une plus grande concentration au niveau local. Aux Etats-Unis par exemple, il devenait évident dès le milieu de la décennie que les fusions en aval du marché pétrolier visaient à créer des hégémonies régionales.<sup>107</sup>

Les libéralisations survenues dans le secteur énergétique ont-elles été excessives? Il est bien connu que la concurrence sans borne peu tuer la concurrence en favorisant la création d'oligopoles ou même d'un monopole. Cette préoccupation est particulièrement présente dans l'industrie de l'énergie, où la recherche incessante d'intégration verticale et de concentration constitue depuis toujours un obstacle à la concurrence. La stratégie à long terme des firmes de grande taille dans le contexte de mondialisation semble confirmer que cette industrie, lorsque libérée du carcan de la réglementation, tend vers un degré de concentration toujours plus élevé. Cette stratégie s'articule autour de quatre points :

- 1) profiter de la libéralisation des marchés pour se concentrer et grossir afin d'occuper une place prépondérante sur un marché qui se rétrécit;
- 2) se globaliser, c'est-à-dire éviter de se confiner, comme jadis, à une seule forme d'énergie; cette globalisation venant à son tour renforcer la concentration;
- 3) reconstruire, directement ou par des subterfuges juridique et comptables, l'intégration verticale que la réforme cherche à dissoudre;
- 4) comprimer les coûts en mettant à profit d'une part, le progrès technologique et, d'autre part, en « rationalisant » les dépenses, à commencer par les dépenses de main-d'œuvre. (Ayoub, 1998, p.479)

Dans ce contexte, un certain encadrement du marché par l'État semble indispensable afin d'éviter une trop grande concentration. Le problème est de trouver le degré approprié d'intervention. Faut-il combattre la tendance à la concentration des firmes énergétiques en recourant à nouveau à une réglementation stricte? Une intervention de l'État en ce sens aurait pour effet immédiat d'annuler les mécanismes du libre-marché et d'éliminer la raison d'être des restructurations. Cependant, si l'État emploie la « manière douce » et intervient plus sélectivement, le mouvement de concentration risque de se poursuivre. À cet égard, il ne faut pas écarter deux possibilités. La première est qu'une réelle concurrence existe malgré le nombre restreint de firmes sur le marché. La seconde possibilité réside dans le fait que l'oligopole pourrait constituer une structure de marché plus efficiente que la concurrence parfaite dans l'industrie énergétique; le marché pétrolier, après tout, a fonctionné ainsi pendant des dizaines d'années jusqu'en 1973.

---

<sup>106</sup> DAVIDSON, « Evolving global power market demands competitive excellence », *Petroleum Economist*, avril 2000

<sup>107</sup> « US downstream mergers focus on regional hegemony », *Petroleum Intelligence Weekly*, 7 avril 1997

Le meilleur test pour juger de cette hypothèse est la comparaison des prix au sein d'une même industrie entre plusieurs périodes de temps où la concentration des firmes est différente. Charles Korazémo (1996) a effectué le calcul pour l'industrie pétrolière entre 1975 et 1993 afin de vérifier la théorie économique classique selon laquelle une plus grande concentration entraîne une hausse de prix. La concentration du marché est mesurée grâce à l'indice de Herfindhal, qui reflète à la fois le nombre de firmes et leur taille relative. La valeur de l'indice oscille entre 0 et 1; elle tend vers 1 lorsqu'il n'y a que quelques firmes de grande taille dans l'industrie.

Les résultats présentés au tableau 17 ne permettent pas de conclure qu'une plus grande concentration engendre automatiquement une hausse des prix. La relation positive entre le prix et la concentration est vérifiée pour les années 1981-85, 1987-88 et 1992-93, mais elle ne l'est pas pour les années 1975-79, 1980-81, 1985-86 et 1991-92 puisque pour ces dernières, la relation est inverse. La situation correspond en fait à celle d'un cartel instable « où les grandes firmes adoptent une attitude de représailles à l'égard des plus petites en inondant le marché. »<sup>108</sup> Korazémo conclut que dans certains cas, une baisse de la concentration dans l'industrie peut être néfaste pour le consommateur si quelques firmes dominantes s'entendent pour contrôler le marché. À l'inverse, une hausse de la concentration peut être bénéfique pour le consommateur en autant qu'il n'y ait pas de possibilité de collaboration entre les firmes.

**Tableau 17 Évolution de l'indice de concentration et des prix moyens du pétrole brut**

Années	Indice H *1000	Prix moyens du pétrole
1975	65	11
1976	63	12
1977	60	13
1978	56	14
1979	53	30
1980	81	37
1981	85	36
1982	80	33
1983	50	30
1984	48	29
1985	44	28
1986	49	14
1987	52	18
1988	33	15
1989	39	18
1990	40	23
1991	41	19
1992	54	19
1993	49	17

Source : Korazémo, 1996, p.72

<sup>108</sup> Korazémo, 1996, p.42

Ce n'est donc pas le nombre de firmes qui est le facteur plus important dans la création d'un oligopole nuisible au consommateur, mais bien le degré de collusion entre elles. Il est bien évident que la collusion est plus facile et tentante lorsque le nombre d'acteurs sur le marché est restreint. Il semble malgré tout que l'État (ou le régulateur) doive accorder au moins autant d'efforts pour éviter une collaboration excessive entre les firmes que pour superviser les fusions. Ceci n'est réalisable, bien entendu, que dans un contexte national. L'absence d'intervention en matière de concentration sur le plan international se révèle plus problématique.

Quoi qu'il en soit, il est difficile de prouver qu'une structure oligopolistique désavantagera automatiquement les consommateurs. Il ne faut cependant pas perdre de vue que les réformes libérales ont pour but de rendre le marché plus efficient et plus « juste » en ce qui concerne les prix par l'introduction de la concurrence. On peut soulever de sérieux doutes, à juste titre, sur la pertinence de cet exercice si le résultat final de la libéralisation est un marché oligopolistique fermé à la concurrence et détenu par des intérêts privés. Les opérateurs privés ont comme seul objectif d'augmenter les profits, et non de veiller à l'intérêt général de la population tel que le faisait l'État (ou le monopole régulé par l'État). Le désengagement de celui-ci dans la foulée des déréglementations implique une cohabitation complexe entre deux concepts qui ne font pas toujours bon ménage, c'est-à-dire la concurrence et le service public.

### *3.3 Concurrence et service public*

La notion de service public est difficile à définir. Ce concept, pourtant facile à comprendre intuitivement, peut s'expliquer de plusieurs manières, un peu comme d'autres concepts communs comme la liberté ou le développement durable, par exemple. Pour les besoins du présent document le service public sera défini comme étant la prise en charge par le pouvoir public (c'est-à-dire l'État), d'une activité économique, qui, laissée aux forces du marché, ne peut répondre à des besoins jugés socialement essentiels. Il faut toutefois garder à l'esprit que cette définition laisse dans l'ombre plusieurs éléments, comme le degré et la forme de l'intervention étatique, la définition d'un besoin essentiel par rapport à celle d'un besoin jugé « socialement » essentiel, ou encore les critères utilisés pour déterminer si le marché ne peut répondre à de tels besoins.

Il existe deux approches distinctes pour préciser conceptuellement le service public : l'approche organisationnelle et l'approche fonctionnelle. Selon l'approche organisationnelle du service public, celui-ci se définit tout d'abord par sa source, c'est-à-dire l'État.<sup>109</sup> Selon l'approche fonctionnelle, ce qui caractérise le plus le service public, c'est la mission que l'État détermine afin de remplir un but politique qu'il fixe en cristallisant un besoin ressenti comme essentiel à un moment donné du développement d'une société. C'est ce que l'on appelle la mission de service public.<sup>110</sup> On peut distinguer trois types de missions de service public :

<sup>109</sup> Frison-Roche, 1997, pp.180-181

<sup>110</sup> Ibid., p.182

- 1- celle qui vise à rendre physiquement et financièrement accessible aux usagés menacés d'exclusion des services essentiels dont ils ont besoin, sous des formes appropriées ;
- 2- celle qui vise à favoriser une utilisation efficace et équilibrée, dans l'espace et dans le temps, du territoire et des ressources communes ;
- 3- celle qui contribue, parfois de façon symbolique, à la cohésion sociale et au sentiment d'appartenance à une communauté.<sup>111</sup>

Alors que la compréhension d'un service public par l'aspect organisationnel fonde la légitimité du service sur sa source, elle est ici fondée sur le but. Un service public peut être considéré comme tel si son objectif final correspond à l'un des types de missions mentionnées.

Depuis plusieurs années déjà, la conception organisationnelle du service public connaît un recul important face à l'approche fonctionnelle. Le modèle libéral dominant d'ouverture des marchés, développé dans les pays anglo-saxons, implique le retrait de l'État de plusieurs activités économiques. Certains objectifs du service public n'ont pas disparu pour autant, d'où l'importance accrue de l'aspect fonctionnel du service public. Cette distinction est particulièrement pertinente dans le contexte européen, où les cultures nationales cherchent à s'harmoniser avec le droit européen dans le but de créer le marché intérieur de l'énergie.

Il est bien connu que le terrain de prédilection du service public est le monopole naturel. Un monopole est considéré naturel lorsque l'activité économique dans un secteur échappe au lois du marchés : les coûts fixes sont si importants qu'il est impossible à deux entreprises de bénéficier d'économies d'échelle, ce qui fait en sorte que la concentration subséquente mène au monopole. Les secteur électrique a longtemps été considéré comme un exemple typique de monopole naturel auquel s'applique le service public pour des raisons d'équité sociale. Afin d'améliorer l'efficacité dans cette industrie, les économistes néolibéraux préconisent la segmentation de l'activité économique en distinguant les activités de gestion (monopole) et d'emploi (concurrence) des infrastructures.<sup>112</sup> À cet égard, la privatisation de British Gas consacre l'avènement de politiques libérales où même les monopoles naturels doivent s'ouvrir le plus possible aux forces du marché. (Dauger et Sanglerat, 1999)

Qu'advient-il du service public dans un secteur où la concurrence est introduite? Le marché ne règlera pas spontanément certains problèmes engendrés par le système : l'inégalité excessive de revenus, l'existence d'externalités et de valeurs non marchandes et la préservation d'intérêts à long terme qui entrent difficilement dans les calculs des joueurs. La régulation du marché, indépendante ou gouvernementale, devient alors indispensable pour protéger le service public.

---

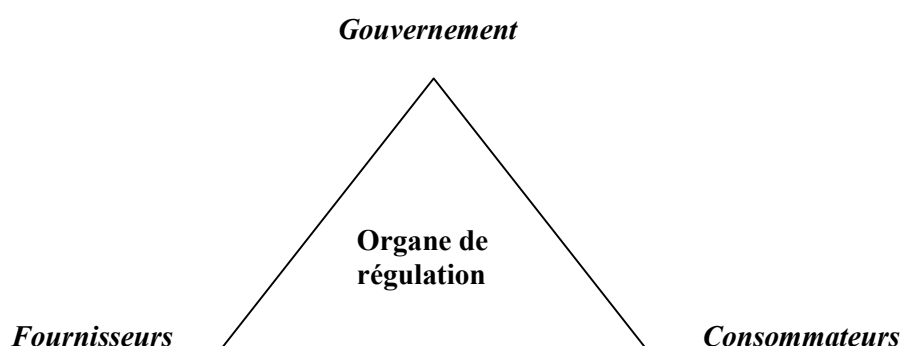
<sup>111</sup> Henry, 1997, p.188

<sup>112</sup> Percebois et Nyouki, 1998, p.370

### 3.4 Les défis de la régulation

L'art de la régulation consiste à établir des règles qui répartissent la richesse aux consommateurs et aux fournisseurs de façon à maintenir les incitations de la firme à créer de la valeur tout en promouvant la légitimité politique aux yeux des consommateurs. (Berg, 2000) La représentation classique de la régulation indépendante (figure 13) est constituée d'un organe de régulation au centre d'un triangle équilibrant les intérêts du gouvernements, des fournisseurs et des consommateurs. La réalité est toutefois beaucoup plus complexe.

**Figure 13** Représentation classique de la régulation indépendante



Source : Berg, 2000, p.15

Le terme « gouvernement » rassemble en fait tout un ensemble de forces politiques qui comprend autant l'administration publique et les députés de l'opposition (qui pourraient se retrouver au pouvoir dans un futur proche) que les politiciens au pouvoir. La catégorie « fournisseurs » comprend, à moins que le marché ne soit dominé par une firme verticalement intégrée, toute la chaîne de production et les compagnies qui s'y rattachent. Dans cette section du « triangle », les problèmes de structure de marché constituent les principaux défis de la régulation. Le dernier groupe, les « consommateurs », n'est pas moins complexe que les deux autres puisque le nombre de catégories de consommateurs est pratiquement infini : industriel, commercial, résidentiel, urbain, rural, revenus élevés ou bas, etc.

La complexité de l'acte de régulation démontre que, loin d'être une solution miracle, la régulation indépendante doit être envisagée selon une approche prudente. Dans les marchés caractérisés par peu de joueurs par exemple, le rôle de la régulation n'est pas de se substituer à la concurrence, mais de faire en sorte que celle-ci s'exerce au mieux des intérêts des usagers — et ce malgré le petit nombre des compétiteurs, le poids dominant de l'un d'eux, et les problèmes que pose leur coexistence sur les mêmes réseaux.<sup>113</sup>

<sup>113</sup> Boîteux, 1997

Selon Marcel Boîteux (1997), la régulation ne s'applique carrément pas dans le cas d'un marché dominé par un monopole public puisqu'elle serait alors appelée à remplacer la concurrence. Cette approche défend le modèle français traditionnel où un monopole public est investi d'une mission d'intérêt général. L'objectif de l'entreprise n'est alors pas de maximiser les profits mais d'assurer le service public. Cette position, défendue par bon nombre d'analystes français, découle de l'opinion que la dissociation complète entre le gestion monopolistique du réseau de distribution et le service du client est douteuse. Dans ces conditions, tant qu'une vraie concurrence (celle qui opposerait au réseau électrique un autre procédé) n'est pas réalisable, l'option du monopole public investi d'une mission d'intérêt général est préférable.

Certaines expériences de régulation ont toutefois connu un fort succès dans divers pays. Les problèmes rencontrés et surmontés ont fait ressortir certains éléments de « bonne pratique » de la régulation. Les exemples ci-dessous constituent un réservoir riche d'enseignements pour tout régulateur en devenir.

### 3.4.1 Les expériences de régulation et le profil du bon régulateur

En Europe, les meilleurs exemples de régulation dans le secteur de l'énergie sont en Royaume-Uni et en Suède. Lorsque le gouvernement Thatcher a commencé à privatiser son secteur de l'électricité, il a fallu choisir un système de régulation. En confiant à un individu l'entière responsabilité des décisions de l'organe de régulation, on espérait éviter les défauts des structures collégiales des commissions américaines qui produisaient souvent des séquences incohérentes de décision. Le principal problème qui est apparu avec cette approche en est un d'information. En effet, les pouvoirs d'investigation dont dispose le régulateur britannique sont insuffisants parce que limités par les droit fondamentaux qu'ont les entreprises de protéger le secret de leurs affaires.

En Suède, le régulateur est aussi indépendant que son homologue britannique et il arrive à d'aussi bons résultats sinon meilleurs tout en ayant moins de prérogatives décisionnelles. L'action du régulateur suédois est avant tout une pédagogie appuyée si nécessaire sur l'explication publique de ses positions. Il s'agit d'une « *sunshine regulation* », c'est-à-dire une régulation par l'exposition en pleine lumière des enjeux. Ce type de régulation n'est pas coercitif. Pour qu'il fonctionne bien, il faut donc que le régulateur possède un solide pouvoir d'investigation et la possibilité d'instruire des plaintes d'usagers ou de concurrents.<sup>114</sup>

S'il est difficile de déterminer quel type précis de régulation sera le plus efficace selon les buts recherchés, il est toutefois possible de répertorier les principales qualités générales que doit posséder le régulateur pour mener à bien sa mission. Le régulateur a pour tâche de maintenir un équilibre équitable entre les consommateurs d'une part et les distributeurs d'autre part tout en tenant compte de l'intérêt public. Pour parvenir à cet équilibre, l'organe de régulation doit être constitué de façon à ne pas favoriser une partie plutôt qu'une autre. C'est pourquoi la constitution d'un tel organe demande mûre réflexion quant à son mode de fonctionnement, lequel doit être basé sur l'établissement d'un juste milieu entre les pôles suivants :

---

<sup>114</sup> Henry, 1997, p.194-195

- L'indépendance et l'autonomie essentielles à l'impartialité du régulateur ne doivent pas amoindrir la communication étroite qu'il se doit d'entretenir avec les parties.
- L'allègement et l'accélération des procédures décisionnelles doivent être effectués de manière à ne pas défavoriser la consultation publique.
- Un équilibre doit être trouvé entre une réduction des frais de la réglementation et la préservation de la qualité des interventions.
- Le régulateur doit avoir la capacité de se concentrer sur les grands enjeux, mais sans négliger les détails.
- Il doit procéder avec diligence tout en effectuant une analyse complète et exhaustive des dossiers.<sup>115</sup>

En ce qui concerne l'indépendance du régulateur (probablement sa qualité la plus essentielle), celle-ci peut parfois se révéler nuisible si le régulateur en abuse. Mark Jaccard estime cependant qu'en général, le régulateur est à l'abri d'une telle déviation en raison d'un ensemble subtil de contraintes faisant contrepoids à une trop grande indépendance (le contrôle légal de l'organe de régulation, l'existence d'une procédure d'appel, la prise de décision collective, etc.).<sup>116</sup>

Claude Henry présente un profil relativement complet du régulateur que suggèrent les enseignements des expériences précédentes de régulation indépendante. Il doit tout d'abord avoir la capacité de se saisir, d'instruire et d'assurer une diffusion appropriée des dossiers ainsi que celle de jouer le rôle de médiateur lors des différends. Il doit être en mesure, lorsqu'il s'agit de régler la concurrence, de posséder un pouvoir suffisant pour rendre ses décisions obligatoires. Il doit aussi, nous l'avons déjà mentionné, agir de manière indépendante des pouvoirs politiques ou des entreprises régulées tout en étant soumis à un certain contrôle par le système légal. Henry estime qu'il faut éviter les procédures quasi-juridiques « ...où les positions respectives sont présentées par des intermédiaires tirant leur légitimité et leur force de la maîtrise avec laquelle ils appliquent les règles déterminant la recevabilité des faits et des arguments. »<sup>117</sup> Le régulateur doit plutôt suivre des règles de conduite qui lui évitent d'être prisonnier d'un formalisme juridique. Lorsqu'il existe des monopoles légaux, il doit avoir la capacité d'autoriser une ouverture partielle du marché. De plus, il doit être suffisamment spécialisé pour comprendre les difficultés techniques et il doit porter une attention particulière à faire preuve de cohérence dans l'étude des différents dossiers. Finalement, le régulateur contrôle l'accomplissement des missions de service public, mais il revient au législateur de les définir.<sup>118</sup>

La régulation serait-elle la solution parfaite à la gestion de la concurrence dans un secteur caractérisé par un monopole naturel, si toutes les conditions mentionnées ci-dessus sont réunies ? Pas nécessairement, surtout que la nature de la régulation doit dépendre du choix politique quant à un opérateur privé ou public du monopole naturel. En effet, dans le cas d'un opérateur privé, la régulation doit chercher à limiter les abus de position dominante alors que dans le cas d'un opérateur public, elle devra mettre l'accent sur le souci d'efficacité. Le régulateur peut donc posséder toutes les qualités du monde, si la régulation est mal orientée, elle ne donnera pas les

<sup>115</sup> Guérin, XI<sup>e</sup> colloque international d'économie pétrolière, 29-30 octobre 1998

<sup>116</sup> Jaccard, XI<sup>e</sup> colloque international d'économie pétrolière, 29-30 octobre 1998

<sup>117</sup> Henry, 1997

<sup>118</sup> Ibid., pp.196-197

résultats escomptés. D'ailleurs, il n'est pas toujours facile de regrouper toutes ces qualités dans un seul organe, et il existe en plus certaines limites fondamentales à ce que peut effectuer la régulation.

### 3.4.2 Les limites de la régulation

L'équilibre que doit maintenir le régulateur entre les consommateurs, les distributeurs et l'intérêt public, déjà très difficile à atteindre, se révèle pratiquement impossible lorsque l'État lui demande de prendre en considération des contraintes et objectifs n'étant pas spontanément inclus dans la sphère du marché. Il s'agit ici de concepts tels l'indépendance énergétique, le développement durable, l'aménagement du territoire, les préoccupations environnementales, etc. Premièrement, certains de ces concepts sont parfois mal définis ou sont des fourre-tout politiques (le développement durable par exemple). Le régulateur reste perplexe lorsqu'il s'agit d'utiliser de tels concepts dans la pratique. De plus, les concepts introduits par l'État ne sont souvent atteignables qu'à long terme et le marché fait preuve de « myopie » face à de tels objectifs. Le problème est qu'il n'existe pas de théorie permettant au régulateur de réagir de façon optimale face aux excès de la concurrence ou au remplacement du marché lorsque celui-ci est déficient. L'action du régulateur est donc une expérimentation quotidienne fondée sur quelques expériences historiques.

Les experts de la question reconnaissent que la régulation ne fait guère mieux que remplacer de plus grands inconvénients par de moins grands.<sup>119</sup> Carlo Scarpa souligne le compromis qui doit nécessairement s'effectuer entre l'efficacité d'allocation (qui requiert que les prix correspondent aux coûts marginaux), l'efficacité technique (qui requiert que les entreprises investissent pour minimiser les coûts), et le souci de distribution (qui requiert la minimisation de la rente monopolistique). Dans ces conditions, la régulation ne peut espérer faire mieux qu'un « deuxième meilleur » optimum, lequel peut parfois se révéler impossible à atteindre. Comment doser la distribution et l'efficacité d'allocation sans éliminer les incitatifs à l'investissement ?<sup>120</sup>

D'autre part, si la régulation fonctionne bien dans certains cas, cela ne signifie pas que la même recette puisse se révéler applicable dans n'importe quelle société. Entre ici en jeu le facteur insaisissable de la spécificité historique de chaque société. Si la « sunshine regulation » s'applique bien en Suède, où la culture de coopération fait partie du caractère national, elle ne se prête pas nécessairement à la culture sociale française, beaucoup plus hiérarchisée. Il est relativement aisé d'énumérer les caractéristiques que doit posséder un organe de régulation pour être efficace. Les mettre en pratique peut parfois se révéler impossible. EDF est un véritable mastodonte avec des pouvoirs immenses. Créer une régie qui puisse lui imposer ses décisions ou qui puisse négocier d'égal à égal avec elle représente un défi de taille.

La régulation n'est donc pas une panacée universelle et doit être appliquée de manière prudente et réfléchie plutôt que par réflexe. Le cloisonnement des rôles de l'État comme régulateur et comme actionnaire a été proposé comme solution à l'ouverture des marchés. De

---

<sup>119</sup> Ibid., p.198

<sup>120</sup> Scarpa, 1998, p.404



sérieux doutes peuvent être émis quant à la capacité de l'État à agir d'une façon impartiale dans de telles circonstances. La solution la plus efficace reste sans contredit la régulation indépendante, à condition que celle-ci se voit attribuer les pouvoirs nécessaires pour mener à bien sa mission et que son fonctionnement soit compatible avec la culture sociale locale.

## Conclusion : définir le rôle de l'État

À partir de l'exemple du secteur pétrolier, nous avons identifié les principales tendances qui caractérisent les marchés de l'énergie libéralisés : une dé-intégration initiale, accompagnée d'une internationalisation accrue des entreprises et d'une financiarisation de leurs activités, qui est généralement suivie de nombreuses tentatives de réintégration par voie de fusions-acquisitions. Les privatisations et déréglementations qui ont pour but d'ouvrir le marché à la concurrence peuvent donc avoir comme effet pervers d'encourager une concentration excessive qui limite, à terme, la concurrence. Les expériences de déréglementation entreprises à ce jour dans plusieurs pays (Etats-Unis, Royaume-Uni, Allemagne) tendent à confirmer ce constat, tout en démontrant simultanément que les forces du marché induisent des baisses de prix substantielles. La recherche d'un équilibre entre les bénéfices de l'ouverture des marchés et les inconvénients issus des tendances (naturelles?) à la concentration dans le secteur énergétique nous ramène à la question du rôle de l'État dans le contexte des libéralisations.

En raison de la progression du laisser-faire libéral depuis plusieurs années, les politiques interventionnistes directes de maîtrise de l'énergie ont graduellement laissé la place à un rôle plus discret mais toujours aussi important pour l'État. Celui-ci demeure en effet la seule autorité compétente pour veiller non seulement au maintien d'une saine concurrence, mais aussi à l'intérêt général de la société. Les questions environnementales, beaucoup plus pressantes à l'heure actuelle qu'il y a trente ans, contribuent également à faire ressurgir le débat sur le rôle central de l'État dans l'élaboration des politiques énergétiques. L'action étatique s'est toutefois adaptée au nouveau contexte économique : on parle maintenant de l'État régulateur plutôt que de l'État producteur.

« [ L'État interviendra ] le plus souvent via une commission de régulation, plus ou moins indépendante du pouvoir politique, dont le rôle est précisément de s'assurer que la compétition s'exerce sans discrimination selon des critères de loyauté (*fairness*) et en respectant certaines missions de service public. »<sup>121</sup>

Les responsabilités de l'État demeurent donc très importantes en dépit de son recul apparent face au libre-marché. Il n'est pas surprenant de constater qu'une grande portion de la littérature récente sur les marchés énergétiques soit consacrée aux problèmes de réglementations et d'encadrement de la concurrence par l'État. Les solutions proposées sont extrêmement variées d'un territoire à l'autre, tout comme le degré de succès des politiques choisies.

---

<sup>121</sup> Percebois, 2001, p.17

La prochaine étape dans la réflexion sur l'encadrement des marchés énergétiques consiste à s'interroger sur le type de réglementation requis pour les géants de l'industrie qui évoluent sur le plan mondial. De plus en plus multiénergétiques, ces méga-corporations dont les revenus annuels équivalent au PIB de plusieurs pays sont souvent en mesure de déjouer les réglementations nationales, en particulier en ce qui concerne les transactions financières. Sans concertation entre les États pour développer ne serait-ce qu'un « code de conduite » pour les multinationales (à défaut d'une véritable réglementation internationale), il est permis de douter qu'une saine concurrence puisse émerger au niveau mondial ou que les politiques nationales en matière d'environnement soient suffisantes pour s'attaquer au problème du changement climatique. Il apparaît donc important de soulever ces éléments dès maintenant puisque la question de la réglementation internationale provoquera tôt ou tard un vif débat parmi les spécialistes de l'énergie.

## Bibliographie

- ALLAS, Tera, LESLIE, Keith, « Power consolidation : the paradox of size », *Power Economics*, juillet/août 2000, pp.18-20
- ALLEN, Simon, EDVINSSON, Mats, KURRA, Jorma, SAGOMO, Ivor, « Will liberalisation in Europe put an end to the municipal owned sector », *Power Economics*, février 1999, pp.23-25
- AYOUB, Antoine, PERCEBOIS, Jacques, Pétrole : marchés et stratégies, Economica, Paris, 1987, 322 pages
- AYOUB, Antoine, Pétrole : économie et politique, Economica, Paris, 1996, 396 pages
- AYOUB, Antoine, « La libéralisation des marchés de l'énergie : utopie, théories et pragmatisme », *Revue de l'Énergie*, no 499, 1998, pp.477-484
- BABUSIAUX, Denis, « Mondialisation et formes de concurrence sur les grands marchés de matières premières énergétiques : le pétrole », *Revue de l'Énergie*, no. 509, septembre 1999, pp.522-531
- BERG, Sanford, « Developments in best-practice regulation : principles, processes, and performance », *The Electricity Journal*, juillet 2000, pp.11-19
- BOITEUX, Marcel, « Concurrence, régulation, service public », *Futuribles*, janvier 1996, pp.39-58
- BOITEUX, Marcel, « Concurrence et service public », document dactylographié, 14 février 1997
- BOUTTES, Jean-Paul, La transposition de la directive européenne et les enjeux du système électrique français, *Revue de l'énergie*, no 499, juillet-août-septembre 1998
- BURCHETT, Shannon, « A continent united? Some thoughts on prospects for a single energy market in Europe », *Public Utilities Fortnightly*, 15 janvier 2000, pp.32-37
- CICCHETTI, Charles J., LONG, Colin M., « Politics as usual : A roadmap to backlash, backtracking and re-regulation », *Public Utilities Fortnightly*, 1<sup>er</sup> octobre 2000, pp.34-44
- CLARKE, Rosemary, EDWARDS, T Huw, « Deregulation of the Japanese oil products market », *Energy Policy*, vol. 26, no. 2, 1998, pp. 129-141
- COLTON, Roger, BROWN, Karen, ACKERMANN, Jeff, « Mergers and the public interest : Saving the savings for the poorest costumers », *Public Utilities Fortnightly*, 15 juin 2000, pp.64-75

- DAUGER, Jean-Marie, SANGLERAT, Alain, « Mondialisation et formes de concurrence sur les grands marchés de matières premières énergétiques : le gaz naturel », *Revue de l'Énergie*, no. 509, septembre 1999, pp.532-536
- DAVIS, Paul, HUNG, Anne, OHTA, Hideo, « Liberalisation of Japanese electricity industry », *Power Economics*, mai 2000, pp18-20
- DEPOUX, Denis, « Power exchanges: from fantasy to reality », *Power Economics*, octobre 1999, pp.23-25
- DOMAGALSKI, Jonh L., « Letter from the UK : early experiences in mass market utility retailing », *Public Utilities Fortnightly*, 15 janvier 2000, pp.29-31
- D'ONGHIA, Bruno, « De la nationalisation à la privatisation : le cas de l'ENEL en Italie », *Revue de l'énergie*, no 499, juillet-août-septembre 1998
- FARUQUI, Ahmad, EAKIN, Kelly, « Summer in San Diego », *Public Utilities Fortnightly*, 15 septembre 2000, pp.60-62
- FINON, Dominique, SERRATO, Gerardo, « La diversité des entreprises électriques américaines face à la libéralisation du marché électrique », *Revue de l'Énergie*, no. 513, janvier 2000, pp.8-11
- FINON, Dominique, MENANTEAU, Philippe, « La maîtrise de l'énergie entre libéralisme et interventionnisme », *Liaison Énergie-Francophone*, no 42, 1<sup>er</sup> trimestre 1999
- FOX-PENNER, Peter, GRAVES, Frank, « Monopoly power *after* reform? A time for soul-searching », *Public Utilities Fortnightly*, 1<sup>er</sup> mai 2000, pp.38-42
- FRISON-ROCHE, Marie-Anne, « Qu'est-ce que le service public? Le point de vue juridique », *Revue de l'énergie*, no 486, mars-avril 1997
- GIROD, Jacques, PERCEBOIS, Jacques, « Reforms in sub-saharan Africa's power industries », *Energy Policy*, vol. 26, no. 1, 1998, pp. 21-32
- GUÉRIN, Jean, « La Régie de l'énergie du Québec : raison d'être, fonctionnement et défis », document dactylographié, XI<sup>e</sup> colloque international d'économie pétrolière, 29-30 octobre 1998
- HENRY, Claude, Concurrence et services publics dans l'Union européenne, Presses universitaires de France, Paris, 1997
- JACCARD, Mark, « Who regulates the regulator? Reflections on regulatory power and responsibility », document dactylographié, XI<sup>e</sup> colloque international d'économie pétrolière, 29-30 octobre 1998

- JOSKOW, Paul L., « Electricity sectors in transition », *The Energy Journal*, vol. 19, no. 2, 1998, pp. 25-52
- KORAZÉMO, Charles, Évolution du degré de concentration dans l'industrie pétrolière mondiale, Mémoire présenté à la faculté des études supérieures de l'Université Laval, août 1996
- LAXMI, John, « Enron : restructuring an energy company », *Global Finance*, mai 2000
- LESLIE, Keith, KAUSMAN, David, BARD, Gustav, « Turning up the heat in electricity market as liberalisation lands in Europe », *Power Economics*, février 1999, pp.26-29
- LOPEZ-OTERO, José Luis Marin, « Growing the business through diversification : a multi-utility's view », *Power Economics*, juin 2000, pp.24-25
- LUCENET, Georges, « Le secteur électrique européen en 1997 : situation, évolution et perspective », *Revue de l'énergie*, no 486, mars-avril 1997
- MARKS, David, « The EU directive on the internal market in electricity : where are the difficulties? », *Power Economics*, mars 1997, pp.42-44
- PERCEBOIS, Jacques, NYOUKI, Évariste, « Dérégulation électrique et gazière : approche comparative dans l'Union européenne », *Revue de l'énergie*, no 499, juillet-août-septembre 1998
- PERCEBOIS, Jacques, « The gas deregulation process in Europe », *Energy Policy*, vol. 27, 1999, pp. 9-15
- PERCEBOIS, Jacques, « La mondialisation des activités énergétiques : quels enjeux? », *Liaison Énergie-Francophonie*, no. 50, 1<sup>er</sup> trimestre 2001, pp.15-19
- PERRINO, Dave, « US electric retail : where's the competition? », *Power Economics*, septembre 2000, vol. 4, no. 8, p. 28
- PINEAU, Pierre-Olivier, « The nordic electricity market : an international competitive structure », *Power Economics*, juillet/août 2000, pp.21-22
- PINTO, Helder Queiroz jr., « Les deux dimensions de la restructuration des industries énergétiques en Amérique latine », *Liaison Énergie-Francophonie*, no. 34, 3<sup>e</sup> trimestre 1999, pp.39-45
- PRATES, Jean-Paul, HESTER, Annette, FRICKMANN, Alexandre, « Special Report -- Brazil's petroleum sector evolves: Brazil's petroleum prospects bright after successful demonopolization begining », *Oil & Gas Journal*, 11 septembre 2000
- RAJAN, S.R., ELLIS, Martin, « Ten energy mergers and how they stack up », *Public Utilities Fortnight*, 1<sup>er</sup> avril 2000, pp.36-51

- REES, Judith, ODELL, Peter (ed.), The international Oil industry, Macmillan Press, 1987, 181 pages
- ROBINSON, Colin, « Energy economists and economic liberalism », *The Energy Journal*, Cambridge, 2000, vol 21 no 2, pp.1-22
- STAVROS, Richard, « Gas-electric mergers : money well spent? », *Public Utilities Fortnightly*, 1<sup>er</sup> mars 2000, pp.22-31
- RIEKERT, Christopher, « Germany: setting the deregulation standard », *Power Economics*, février 1999, pp.27-29
- RUFF, Larry E., « Competitive electricity markets : one size *should* fit all », *The Electricity Journal*, novembre 1999, pp.20-35
- SANBORN, Stephanie, « Oil and gas industry taps Internet benefits », *Infoworld*, 10 juillet 2000
- SANCHEZ, Rene, BOOTH, William, « Calif. Governor Signs Power Plan », *The Washington Post*, 1<sup>er</sup> février 2001
- SCARPA, Carlo, « The attempts of regulatory authorities to enhance the efficiency of energy sectors in Europe : threats or incentives? », *Revue de l'énergie*, no 499, juillet-août-septembre 1998
- SIOGHANSI, Fereidoon P., MORGAN, Cheryl, « Where function follows form : international comparisons of restructured electricity markets », *The Electricity Journal*, avril 1999, pp.20-30
- STEVENSON, Harold, AYOUB, Antoine (coordonateur), « Synthèse sur la restructuration des secteurs du gaz et de l'électricité en Amérique du Nord », GREEN, Université Laval, 1998
- TAIT, Ben, « Free trade in Germany - Price wildfire or merger bonanza », *Power Economics*, novembre 1999, pp.21-23
- TERZIC, Branko, WURM, Berthold, DIETRICH, Yorck, « Germany : taking the lead in energy and gas », *Public Utilities Fortnightly*, 15 janvier 2000, pp.22-28
- TORRENS, Ian M., Changing structure in the world oil market, The Atlantic Institute for International Affairs, Paris, 1980, 43 pages
- VEI, Gaston, « Les réformes du secteur électrique : le cas de la Côte-d'Ivoire », *Liaison Énergie-Francophonie*, no. 34, 3<sup>e</sup> trimestre 1999, pp.17-23
- ZELLNER, Wendy, « Enron electrified », *Business Week*, 24 juillet 2000

Privatization and the globalization of energy markets, DOE/EIA-0609(96), octobre 1996

Electricity Reform Abroad and U.S. Investment, DOE/EIA, septembre 1997,  
<http://www.eia.doe.gov/emeu/pgem/electric/ch2.html>

Site Internet de l'Energy Information Administration, Country Briefs,  
<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/contents.html>

Commission d'enquête sur la politique énergétique de la France, Rapport numéro 439 de M. Henri Revol, rapporteur, et de M. Jacques Valade, Président, Site du Sénat français :  
<http://www.senat.fr/commission/enquete/index.html#rap>

Anonyme, « The total energy co : why wellhead to light bulb may have limited appeal », *Power Economics*, mai 2000

Anonyme, « Mergers and acquisition activity in the US sparks battle to be national energy solution providers », *Power Economics*, février 1997

Anonyme, « Opposing views on the EU electricity directive », *Power Economics*, mars 1997, pp.39-41

### **Petroleum Intelligence Weekly**

« Assessing integration role of national firms », 11 novembre 1985, pp.7-9

« European majors outspend, outfind US oil firms », 8 janvier 1990, p.5

« Integration levels at major oil firms keep eroding », 11 juin 1990, p.5

« European firms' upstream plans unmoved by crisis », 29 octobre 1990, pp.4-5

« US gas majors grow up to be self-reliant sellers », 9 décembre 1991, p.5

« Transforming bureaucracies to businesses » 29 mars 1993, p.8

« Service firms make sizable foray into majors' E&P turf », 9 mai 1994, p.3-4

« More majors use trading to garner that extra dollar », 16 mai 1994, p.2

« Majors sell, not keep more sweet crude, witness Denmark », 12 décembre 1994, p.4

« New contracts alter playing field in European Gas », 27 janvier 1997, pp.4-5

« Cultures clash as new players enter refining merger fray », 24 mars 1997, pp.3-4

« US downstream mergers focus on regional hegemony », 7 avril 1997, pp.3-4

« Oil firms enter late, then sprint in power generation race », 14 avril 1997, p.5

« Commercial players drive Europe's gas market liberalization », 26 mai 1997, p.4

« Small domestic oil firms in large exporting nations », 26 mai, p.6

« The 'de-integration' of the energy industry », 11 août 1997, p.7

« German refiners team up to compete with Elf », 15 septembre 1997, pp.3-4

« Weak oil market taking toll on M&A in North America », 16 mar 1998, pp.4-5

« Shell-Texaco merger puts brand strategy at forefront », 1er juillet 1998, pp.2-3

« Anatomy of the intense US refining upheaval », 8 juin 1998. p.3

- « Sagging value of reserves keeps M&A activity high », 24 août 1998, pp.4-5
- « Drivers for change and innovation among the majors », 31 août 1998, p.7
- « Exxon Mobil: It's big, but will it be rich? », 7 décembre 1998, pp.8-9
- « Trying on "Total Fina" for size and strategic fit », 14 décembre 1998, pp.8-9
- « Search for the next super major hits obstacles », 22 février 1999, p.3
- « Power companies steer US gas, electric mergers », 8 mars 1999, pp.3-4
- « 1998 M&A deals set record after mega-mergers », 12 avril 1999, p.1
- « BP stirs up M&A game again, takes out Arco », 5 avril 1999, p.1, 4
- « What Arco brings to the BP Amoco Party », 3 mai 1999, pp.8-9
- « Among super majors, Shell plays catch-up », 17 mai 1999, p.3
- « Europe struggles to keep up with merger mania », 7 juin 1999, pp.3-4
- « For hints on how super majors act, see Canada », 5 juillet 1999, pp.3-4
- « Global oil mergers keep it in the culture », 9 août 1999, pp.3-4
- « Petrobras gears up for growth -- and competition », 27 septembre 1999, pp.8-9
- « EU regulators smile on mergers, US still growling », 4 octobre 1999, pp. 3-4
- « Skeptics blast logic behind mega-mergers », 20 septembre 1999, pp.3-4
- « Mega-mergers hit the limit, say US regulators », 6 décembre 1999, pp.1,4
- « Europe's energy monopolies edge toward the end », 6 décembre 1999, p.5
- « Stock market rewards mergers, not oil, in 1999 », 10 janvier 2000, p.4
- « Deregulation pulls outsiders into Japan's electricity », 31 janvier 2000, pp.3-4
- « Super majors win battle for hearts and money », 28 février 2000, pp.4-5
- « Saudis, majors to seal gas deals by year end », 8 mai 2000, pp.1,4
- « Exxon spends, BP earns, Shell saves in battle of titans », 15 mai 2000, p.5
- « Majors in no rush to expand production », 22 mai 2000, pp.1-2
- « "Big Gas" -- the new name for oil giants? », 29 mai 2000, pp.4-5
- « Majors search souls for a role in "global society" », 19 juin 2000, pp.3-4
- « Russia takes merger mania to new levels », 25 septembre 2000, pp.3-4
- « State oil firms reinvented as global traders », 2 octobre 2000, pp.2-3
- « Brighter prospects for independant refiners in Europe? », 2 octobre 2000, pp.6-7

#### Suppléments et numéros spéciaux du Petroleum Intelligence Weekly :

« PIW Ranks World's Top 50 Oil Companies », 12 décembre 1988, 11 septembre 1989, 11 décembre 1989, 7 janvier 1991, 23 décembre 1991, 14 décembre 1992, 13 décembre 1993, 18 décembre 1995, 16 décembre 1996, 22 décembre 1997, 14 décembre 1998, 20 décembre 1999, 18 décembre 2000

- « The 1980s : a profile of a turbulent decade », 18 décembre 1989
- « What's next for Opec's downstream club? », 15 janvier 1990
- « 1992 proved tough year for reserve acquisitions », 12 avril 1993
- « Non-US reserve deals come back strong in 1993 », 11 avril 1994
- « Transforming the world's largest oil company », 30 mai 1994
- « A sampling of corporate global gas strategies », 4 mars 1996
- « Mergers and acquisitions rebound sharply », 21 juillet 1997
- « Mergers and acquisitions hit record levels », 29 juin 1998
- « Mergers and acquisitions going strong in 1999 », 19 juin 2000



## **Oil&Gas Journal**

- « Megamajors open door to China expansion plans », 25 septembre 2000, pp.39-44
- « Merger, acquisition trend consolidates », 18 septembre 2000, pp.22-28
- « Deregulation of Asia's LNG markets creating marketing uncertainties », 19 juin 2000, pp.24-26
- « Russia's oil privatization », 3 juillet 2000, pp.30-32
- « Integration seen as best business model for US refining-marketing », 31 janvier 2000, pp.28-32
- « Integrated company ranking confirms Conoco's revitalization », 11 septembre 2000
- « Top energy firms' ranking reflects new competition », 29 mai 2000
- « More US E&P independents taking merger plunge », 24 juillet 2000

## **Petroleum Economist**

- « An industry chronology », Supplément *Gas and Power 2000*, *Petroleum Economist*, 2000
- « Gas and power convergence », Supplément *Gas and Power 2000*, *Petroleum Economist*, 2000
- « Gaz de France: International deals », *Petroleum Economist*, vol. 66 no.2, février 1999
- « European mergers: Politicians agree the next deal », *Petroleum Economist*, vol. 66 no. 10, octobre 1999

AVATI, Helen, « Market opening gathers pace », *Petroleum Economist*, vol. 66 no. 4, avril 1999

BROWER, Derek, « The urge to merge », *Petroleum Economist*, vol. 66 no. 2, février 1999

CARTER, Philip, « Steering through uncharted waters », *Petroleum Economist*, vol. 66 no. 12, décembre 1999

CLEMENT-DAVIES, Christopher, « Globalisation, energy markets and the law », *Petroleum Economist*, vol. 66 no. 10, octobre 1999

DAVIDSON, Patrick G, « Evolving global power market demands competitive excellence », *Petroleum Economist*, vol. 67 no. 4, avril 2000

JAN WILLEM, Van Gelder, « Adapting to new realities », Supplément *Gas and Power 2000*, *Petroleum Economist*, 2000, pp.23-31

KNIGHT, John, « Mega-mergers arrive at last », *Petroleum Economist*, vol. 65 no. 9, septembre 1998

QUINLAN, Martin, « Restructuring of the global refining business gathers pace », *Petroleum Economist*, vol. 66 no. 9, septembre 1999

QUINLAN, Martin, « Century of gas opens with problems looming », *Petroleum Economist*, vol. 67 no 3, mars 2000, pp.3-4

QUINLAN, Martin, « High-speed gas deregulation in Europe », *Petroleum Economist*, vol. 67 no. 5, mai 2000

ROGERS, Simon, « A wake-up call to European governments and management », *Petroleum Economist*, vol. 65 no. 12, décembre 1998

TOWNSEND, David, « It looks like second time lucky for the storage mega-merger », *Petroleum Economist*, vol. 66 no. 7, juillet 1999

TOWNSEND, David, « Leading the merger pack », *Petroleum Economist*, vol. 67 no. 3, mars 2000

TOWNSEND, David, « Financing a new era », *Petroleum Economist*, vol 67. no. 6, juin 2000

TOWNSEND, David, « All change please, mixing and adapting », *Petroleum Economist*, vol. 67 no. 7, juillet 2000

WARREN, David, « Electricity - contract evolution », *Petroleum Economist*, vol. 67 no. 4, avril 2000