



**HAL**  
open science

## L'Europe électrique

Jean Huby, Fabrice Noilhan, Philippe Sauvage

► **To cite this version:**

Jean Huby, Fabrice Noilhan, Philippe Sauvage. L'Europe électrique. Sciences de l'Homme et Société. 2002. hal-01908497

**HAL Id: hal-01908497**

**<https://minesparis-psl.hal.science/hal-01908497>**

Submitted on 30 Oct 2018

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



CORPS TECHNIQUES DE L'ÉTAT

Mémoire de Troisième Année

BIBLIOTHÈQUE  
DE L'ÉCOLE DES MINES  
60, boulevard St-Michel  
75272 PARIS CEDEX 06  
Téléphone 01 40 51 90 56

I.E.1 [652]

*L'Europe électrique :  
vers un oligopole concurrentiel ?*

**CONSULTATION SUR PLACE**

**Jean Huby**

**Fabrice Noilhan**

**Philippe Sauvage**

Etude pilotée par **François Lévêque**

Professeur d'économie à l'École des Mines de Paris

**Septembre 2002**

## EXECUTIVE SUMMARY

The Electricity Sector of the European Union has experienced very deep changes in the last decade, in the wake of the 1996 "Electricity Directive". In most Member States, companies that once enjoyed the position of de facto or de jure monopolists have been facing an increasing competitive pressure, while development of cross-border trade combined with cross-border Mergers and Acquisitions indicates a deeper European integration. It seems that the "internal market in Electricity", targeted by the 1996 Directive, is slowly but surely taking shape.

The present study intends to draw a picture of the recent evolution in the European Electricity Sector and to identify the challenges and options the European public authorities are now facing. Our starting point is an in-depth analysis of the idiosyncrasies of the Electricity Sector in general and of the constraints they impose on the market design. We move then to the peculiarities of the "Continental Europe", an area including France, Germany, the Benelux and the "electric peninsulas" of Italy and Spain, but excluding the United Kingdom and the Scandinavian countries. The latter have indeed a longer and quite different experience of liberalisation. We then describe the current regulatory and legislative state of the play and try to identify clear-cut tendencies for the future evolution. We conclude that the "internal market in Electricity" is far from completion and that the strategy adopted by the European Union seems to be that of a slow and cautious deepening of reforms that are already "on the way". Thus one can anticipate that the present framework will not – and maybe should not – experience a radical upheaval.

After having built up the setting, we focus on the industrial organisation of the sector. It seems to us that the consolidation that took place in "Continental Europe" during the last five years is now settling down. Seven or eight major players are emerging, each of which is relying on a geographical "stronghold" and is present both at the production and supply level. Several possible newcomers are described but we conclude that they are very unlikely to dramatically alter the possible outcome described above.

Such a structure may raise competitive concerns, as the Electric Industry presents many features that could foster the formation and maintenance of a collective dominant position. This suggests that potential new concentrations should be subject to deep scrutiny by Competition authorities. However, we contend that strong economic efficiencies justify a moderate level of concentration. In the perspective of a real integration that would suppress the barriers still splitting the "Continental Europe" area into different markets, we anticipate the present evolution will need of a "competitive oligopoly". Rather than authoritarian "de-mergers", which are anyway very unlikely to take place, the setting up of a more coherent regulatory framework at European level and a strong political commitment to adapt the trans-european Energy networks to the needs of a liberalised internal market appear to us as key conditions of success.

## SOMMAIRE

<b>INTRODUCTION</b>	<b>1</b>
Pourquoi s'intéresser au secteur de l'électricité en 2002 ?	1
Résumé de notre argumentation	2
Remerciements	3
<b>CHAPITRE I : UN CADRE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE ENCORE EN COURS DE DÉFINITION</b>	<b>4</b>
<b>La notion de « marché concurrentiel de l'électricité »</b>	<b>4</b>
L'électricité est une industrie de réseau qui présente des caractéristiques originales.	4
Ces caractéristiques ont d'importantes conséquences en termes de régulation du Gestionnaire du Réseau de Transport et du Gestionnaire du Réseau de Distribution.	14
Ces caractéristiques impactent aussi très fortement l'équilibre offre – demande.	23
<b>Le contexte européen</b>	<b>28</b>
L'Europe de l'électricité avant la libéralisation	28
Six ans après l'adoption de la directive, le « market design » est encore inachevé.	34
<b>CHAPITRE II : L'ÉMERGENCE DE « GÉANTS EUROPÉENS DE L'ÉLECTRICITÉ »</b>	<b>42</b>
<b>Le mouvement de consolidation</b>	<b>42</b>
Les principales opérations	42
Une typologie des nouveaux acteurs	49
<b>Vers de nouveaux bouleversements ?</b>	<b>55</b>
Côté vente : vers une redéfinition du produit ?	55
Côté production : vers une intégration avec les autres industries énergétiques ?	59
Entre électriciens, les cartes sont déjà distribuées.	62
<b>CHAPITRE III : FAUT-IL S'EN INQUIÉTER ?</b>	<b>68</b>
<b>Un « oligopole naturel » ?</b>	<b>68</b>
Il existe des économies d'échelle importantes dans les différents segments de la chaîne de valeur.	68
L'intégration verticale et la subsistance de fiefs géographiques : un mal nécessaire ?	71
<b>Des risques de distorsion de concurrence</b>	<b>73</b>
Une organisation industrielle propice aux comportements de collusion ?	73
Pourtant, les prix à la production restent modérés.	76
<b>Des dangers pour la sécurité d'approvisionnement ?</b>	<b>78</b>
Choix de capacités de production et oligopole	78
Le cas particulier du secteur de l'électricité en Europe	83
<b>Des pistes d'amélioration ?</b>	<b>86</b>
Faut-il céder au charme des solutions radicales ?	86
Construire les conditions de la concurrence à l'intérieur de l'oligopole	91
<b>CONCLUSION : A QUOI SERT LA LIBÉRALISATION ?</b>	<b>96</b>
<b>ANNEXE : LISTE DES PERSONNES RENCONTRÉES</b>	<b>97</b>

## LISTE DES ILLUSTRATIONS

Encadré 1 : Monopole naturel, oligopole naturel	5
Encadré 2 : Trajet théorique et courants de bouclage	7
Encadré 3 : La consommation en France le lundi 23 novembre et le dimanche 16 août	12
Encadré 4 : Heurs et malheurs de la tarification nodale	18
Encadré 5 : Réserves et ajustement	27
Encadré 6 : Un bref aperçu du secteur de l'électricité aux Etats-Unis	36
Encadré 7 : Le contrôle des concentrations dans l'Union Européenne	44
Encadré 8 : Oligopole de Bertrand et oligopole de Cournot	80

## **INTRODUCTION**

### **Pourquoi s'intéresser au secteur de l'électricité en 2002 ?**

---

*« Le visiteur, arrivé à Coal-City, se trouvait dans un milieu où l'électricité jouait un rôle de premier ordre, comme agent de chaleur et de lumière.*

*En effet, les puits d'aération, quoiqu'ils fussent nombreux, n'auraient pas pu mêler assez de jour à l'obscurité profonde de la Nouvelle-Aberfoyle. Cependant, une lumière intense emplissait ce sombre milieu, où de nombreux disques électriques remplaçaient le disque solaire. Accrochés aux piliers naturels, tous alimentés par des courants continus que produisaient des machines électromagnétiques – les uns soleils, les autres étoiles –, ils éclairaient largement ce domaine. Lorsque l'heure du repos arrivait, un interrupteur suffisait à produire artificiellement la nuit dans ces profonds abîmes de la houillère. »*

Jules Verne, *Les Indes Noires*

On peut sourire du ton enthousiaste de ces quelques lignes – ou frissonner d'inquiétude à l'évocation de cette « cité idéale » enfoncée dans les profondeurs de la terre, et dont certains habitants ont passé toute leur enfance sans jamais voir la lumière naturelle. Mais ce texte constitue un parfait témoignage de la fascination qu'exerçait sur Jules Verne, comme sur beaucoup de ses contemporains, la technique en général, cet instrument de domination de la nature par l'homme, et plus particulièrement l'électricité, symbole du progrès apportant au monde la promesse d'une ère de lumière. Cette « curiosité », qui suscitait encore chez les contemporains de Volta une fascination mêlée d'effroi, était en effet devenue, quelques décennies plus tard, le carburant de l'utopie. Un prestige qu'elle a su conserver au cours du siècle suivant : les grands chantiers électriques ont ainsi longtemps fourni aux Etats l'occasion de conforter leur intervention, qu'il s'agisse « d'offrir au peuple les soviets et l'électricité » ou de relancer une région frappée par la crise, ou encore de donner à une industrie en reconstruction l'énergie dont elle a besoin.

A l'aube du XXI<sup>ème</sup> siècle, on pourrait penser que la « fée électricité » a, en Europe occidentale, un peu perdu de sa magie. Le bien qu'elle nous apporte est banalisé, sa consommation augmente lentement et régulièrement. La technologie évolue peu, les investissements nouveaux sont rares. Alors que, dans d'autres domaines de nos économies, chaque jour ou presque apporte son lot d'innovations, on pourrait s'attendre ici au spectacle d'une grosse machine complexe fonctionnant sans à-coups. Il n'en est rien.

En effet, l'actualité récente semble au contraire braquer ses projecteurs sur le secteur de l'électricité. Qu'il s'agisse des « méga-fusions » entre électriciens européens, de la faillite d'Enron, des débats sur la politique énergétique de l'Union au sommet de Barcelone ou des malheurs de la Californie, les grands quotidiens nationaux lui consacrent volontiers leur une. Et il n'y a là rien d'étonnant puisque, bien que le contexte technologique soit plutôt stabilisé, le secteur connaît, de part et d'autre de l'Atlantique, une véritable révolution économique.

Pour la plupart des pays d'Europe Continentale, la rupture décisive vient en 1996, avec l'adoption par le Parlement et le Conseil de l'Union Européenne de la directive 96/92 CE « concernant

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité ». Dans les années qui ont suivi, la plupart des Etats membres de l'Union ont dû s'engager dans un vaste mouvement législatif, visant à soumettre à la concurrence des entreprises qui jusque là bénéficiaient d'un statut de monopole local de droit ou de fait. L'objectif visé était d'inciter les acteurs à réaliser des gains de productivité, d'ouvrir la palette de choix offerte au consommateur et de permettre l'émergence d'un marché unique de l'électricité, complétant ainsi le grand marché unique des biens et des services.

Suite à ce changement de contexte législatif et réglementaire, l'organisation industrielle du secteur a rapidement changé. Des opérations de fusion – acquisition et de rachats d'actifs de grande ampleur ont donné naissance à un petit nombre d'acteurs paneuropéens. A quel stade de ce mouvement nous trouvons-nous et quelles évolutions ultérieures pouvons-nous présager pour le futur proche ? Quels avantages et quels risques cette consolidation comporte-t-elle et quels « réglages » seront nécessaires de la part des pouvoirs publics ? Notre étude essaie d'apporter des éléments de réponse à cette double interrogation.

### **Résumé de notre argumentation**

---

Le premier chapitre cherche à cerner la notion de « marché européen concurrentiel de l'électricité » et plus précisément la problématique du « market design ». Inachevé, celui-ci se construit lentement : il faut y voir la conséquence de réelles difficultés techniques, autant que d'oppositions fortes entre les acteurs institutionnels. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle nous considérons le contexte législatif et réglementaire comme un « décor » relativement stable, au regard de la rapidité avec laquelle réagissent les entreprises. Cette partie introductive nous permet également de préciser l'étendue géographique de notre étude.

Une fois ces précisions apportées, notre analyse insiste sur la dynamique de l'organisation industrielle, et aborde successivement les deux étapes de la problématique identifiée.

**A quel stade du mouvement de consolidation nous trouvons-nous ?** Nous concluons que ce mouvement est largement engagé et qu'il ne reste plus qu'un nombre limité de transactions possibles. La probabilité de voir de nouveaux entrants bouleverser le secteur nous paraît faible, et il semble plutôt que les cartes sont en fait déjà distribuées entre quelques « géants de l'électricité », appuyés sur un fief géographique mais opérant à l'échelle européenne.

**Quels avantages et quels risques cette consolidation comporte-t-elle pour les consommateurs et les producteurs ? Comment ces avantages et ces risques doivent-ils être pris en compte par les pouvoirs publics ?** Cette structure d'« oligopole » nous paraît en fait une structure assez naturelle pour le secteur européen de l'électricité. Il existe des arguments d'efficacité économique qui la justifient. Toutefois, elle est porteuse de risques, en particulier de manipulation des prix ou de mauvaises décisions d'investissement. Plutôt qu'une intervention directe sur l'organisation industrielle, imposant aux opérateurs dominants une cession de moyens de production ou un éclatement selon les différents échelons de la chaîne de valeur, l'action des pouvoirs publics nous paraît devoir privilégier une approche plus modeste, en composant avec la structure que nous avons décrite, et en se concentrant sur la mise en place de règles harmonisées pour l'utilisation du réseau et d'un cadre incitatif pour les investissements.

## **Remerciements**

---

Ce mémoire a été réalisé sous la direction de François Lévêque, professeur d'économie à l'Ecole des Mines de Paris. Il s'appuie sur une étude bibliographique et une série d'entretiens avec un grand nombre d'acteurs et d'observateurs de l'industrie électrique en Europe : producteurs, traders, grands consommateurs d'électricité, analystes « utilities » des principales banques d'affaires, membres des pouvoirs publics, universitaires. On trouvera en annexe la liste des personnes rencontrées. Nous souhaiterions témoigner à celles-ci toute notre gratitude pour le temps qu'elles nous ont consacré, aiguillant nos recherches, corrigeant et complétant nos intuitions.

La Direction du Développement, de la Stratégie et des Acquisitions du groupe Suez a apporté son soutien à notre travail, tout en nous laissant une totale liberté dans l'élaboration de notre réflexion. Nous aimerions en particulier remercier Alexandre Joly, pour ses conseils, ses encouragements et les entretiens très stimulants que nous avons eus avec lui.



## **CHAPITRE I : UN CADRE LEGISLATIF ET REGLEMENTAIRE ENCORE EN COURS DE DEFINITION**

### **La notion de « marché concurrentiel de l'électricité »**

---

L'électricité est une industrie de réseau qui présente des caractéristiques originales.

#### *Un mode de transport aux propriétés atypiques*

Sans doute est-ce, dans notre vie quotidienne, l'une des propriétés les plus visibles de l'industrie électrique : la transmission de l'électricité de son lieu de production à son lieu d'utilisation s'effectue via un réseau spécifique dédié à cet usage. Un réseau, car l'existence de réseaux concurrents sur une même zone géographique est dans ce cas considérée comme une source d'inefficacité. Pour doubler le nombre de clients connectés dans une zone donnée, il est en effet plus efficace de les raccorder à un réseau existant que de doubler ce dernier en construisant « ex nihilo » un réseau concurrent.

Une première activité se dégage donc dans la nébuleuse du secteur de l'électricité : la gestion du réseau de transmission. Il s'agit d'un monopole naturel local, c'est-à-dire d'une activité économique pour laquelle les coûts sont minimisés lorsqu'il n'y a qu'un seul producteur dans une région donnée - voir encadré 1. Soulignons que ce monopole est local car on peut très bien imaginer de répartir un réseau de grande dimension entre plusieurs gestionnaires, chacun assumant sa responsabilité dans une région différente – même si nous verrons par la suite qu'un certain niveau de coordination est alors nécessaire.

En outre, on distingue traditionnellement, d'une part le transport de l'électricité sur de longues distances via le réseau à haute et très haute tension (400 kV et 225 kV) et d'autre part la distribution de l'électricité via le réseau à moyenne tension et basse tension (jusqu'au 220 V des particuliers). Les plus grands consommateurs industriels connectent en général leurs installations directement au réseau de transport, tandis que les installations plus petites, et en particulier celles des clients résidentiels, sont reliées au réseau de distribution. Gestion du réseau de transport et gestion du réseau de distribution peuvent être séparées, et confiées à des acteurs différents.

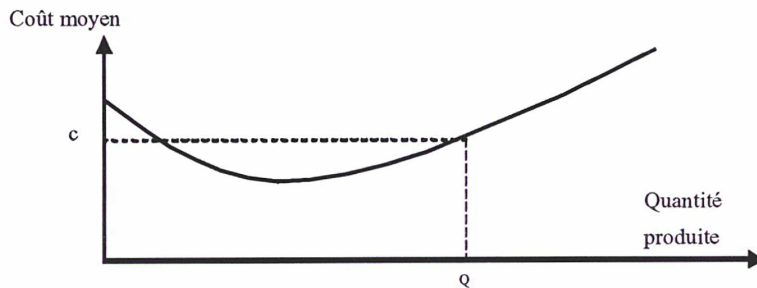
Cette première présentation pourrait suggérer une analogie avec un réseau routier, et l'on pourrait par exemple qualifier les lignes haute et très haute tension d'« autoroutes de l'électricité ». Une telle analogie est pourtant fondamentalement trompeuse. En effet, les lois physiques confèrent au transport du « bien électricité » des propriétés qui vont à l'encontre des intuitions que l'on en pourrait dériver. Ainsi, la signature d'un contrat entre un producteur d'électricité X et un consommateur Y peut certes se modéliser sur le plan théorique comme la livraison d'un bien - un certain nombre de kWh - produit au point A - la centrale électrique de X - et consommé au point B - l'usine de l'entreprise Y. Mais on ne peut pas parler de « chemin » de l'électricité entre le point A et le point B. Le courant d'électricité entre A et B se répartit en effet sur l'ensemble du réseau, en fonction des résistances électriques des câbles qui le constituent.

**Encadré 1 : Monopole naturel, oligopole naturel**

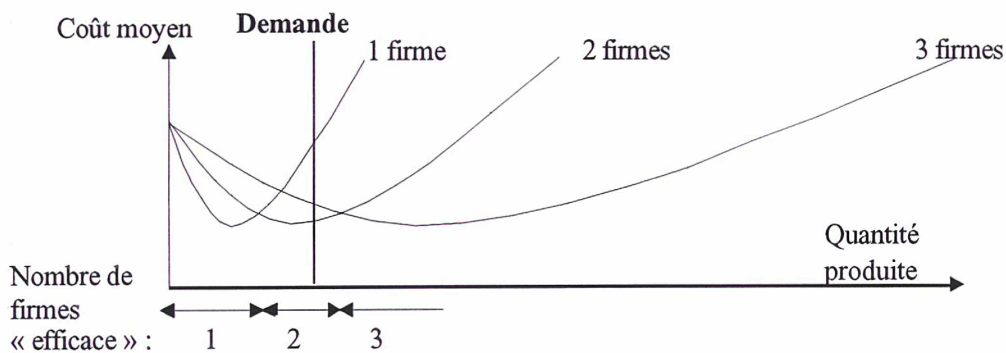
Le modèle de concurrence pure et parfaite – dont on peut démontrer qu'il permet d'atteindre l'optimum économique - suppose entre autres hypothèses que le « côté de l'offre » soit représenté par un très grand nombre de fournisseurs qui produisent chacun une part négligeable de la production totale – égale à la consommation si le marché est équilibré.

Cette hypothèse, dite « hypothèse d'atomicité », est manifestement en contradiction avec la réalité de beaucoup de secteurs d'activité, dans lesquels un nombre restreint d'entreprises domine le marché. Un moyen de le comprendre est de réfléchir à ce qu'est la « taille naturelle » des entreprises sur un secteur donné.

Essayons de représenter l'évolution du coût moyen de production  $c$  en fonction de la quantité totale produite  $Q$ . Pour  $Q$  proche de 0, on peut supposer que le coût moyen diminue lorsque la quantité produite augmente, dans la mesure où les coûts d'installation sont répartis sur une production plus large. En revanche, quand les quantités produites deviennent très élevées, de nouvelles sources de dépenses apparaissent – par exemple, on doit approvisionner l'usine avec des matériaux provenant de sources de plus en plus lointaines, ou bien il faut construire une deuxième usine qui doit se coordonner avec la première. Le coût moyen devient croissant. Entre ces deux extrêmes, on peut supposer que ce coût moyen  $c$  passe par un minimum, qui correspond à la taille « naturelle » de l'entreprise, ce qu'exprime le schéma très simplifié ci-dessous :



Traçons, avec cette forme très simplifiée, la courbe du coût moyen pour 1 entreprise, 2 entreprises et 3 entreprises :



Suivant le niveau de la demande, on en déduit qu'il est économiquement efficace d'avoir 1, 2, etc... firmes. Dans le cas où le nombre de firmes efficace est 1, on parle de « monopole naturel ».

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

La bonne description du contrat passé entre l'entreprise Y et le producteur X est donc : une injection d'électricité par le producteur X au point A, coordonnée avec un soutirage d'électricité par l'entreprise Y au point B, les deux actions simultanées imposant une charge sur la totalité du réseau.

L'exemple présenté dans l'encadré 2 illustre ce fait de façon frappante : l'injection de 100 MW en Allemagne pendant 1 seconde, coordonnée avec le soutirage de 100 MW en Italie au même moment, implique le passage du courant par l'ensemble de l'Europe. On parle de « courants de bouclage » pour caractériser ces flux d'énergie engendrés dans des pays où ne se trouve aucun des acteurs liés par le contrat de livraison.

Les charges infligées au réseau par les différents contrats de livraison vont alors tout simplement s'additionner. Si cette propriété peut sembler très simple, elle débouche elle aussi sur des résultats qui peuvent sembler contre-intuitifs. Ainsi, si l'on ajoute au contrat présenté dans l'encadré 2 son « contrat miroir », c'est-à-dire la livraison en Allemagne de 100 MW produits en Italie, la charge sur le réseau va s'annuler. Tout se passe alors comme si la centrale italienne était réaffectée à la fourniture du consommateur italien et la centrale allemande réaffectée à la fourniture du consommateur allemand. Le découplage entre flux théoriques – décrits par les contrats de livraison - et flux physiques est ici complète.

Une autre propriété originale de l'électricité est qu'il est impossible de la stocker dans des quantités significatives par rapport à ce qui est consommé, sauf à engager des dépenses prohibitives. L'hydraulique de lac est certes une exception à cette règle, puisque le niveau de l'eau retenue par le barrage constitue un stock de puissance libérable avec une grande flexibilité. Certaines centrales de ce type sont en outre capables de reconstituer ce « stock » en pompant de l'eau d'aval en amont (« stations de pompage »). Mais, sauf dans certaines zones montagneuses comme la Suisse ou la Norvège, l'hydraulique représente une part assez faible de la production totale – de plus, la capacité de telles installations à jouer ce rôle de stockage est limitée par les contraintes pluviométriques. Dans la suite de l'étude, nous pourrions donc en première approximation considérer que le bien ne peut effectivement pas se stocker. Il est alors nécessaire qu'à chaque instant la puissance injectée par les producteurs équilibre quasi-exactement la puissance soutirée par les consommateurs finaux et les pertes d'énergie par effet Joule<sup>1</sup> le long du réseau de transmission.

Cette impossibilité de stockage implique tout d'abord que, dans le secteur de l'électricité, différencier les biens échangés selon la date à laquelle ils sont disponibles est particulièrement pertinent. Le bien échangé sur ce marché est un « bien daté » : une puissance  $Q$  disponible à l'instant  $T_1$  n'est pas comparable à la même puissance  $Q$  disponible à l'instant  $T_2$ , puisqu'un « stockage » entre  $T_1$  et  $T_2$  est impossible, et les « marchés instantanés » correspondants sont assez nettement séparés les uns des autres<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> L' « effet Joule » est le phénomène de dissipation de l'énergie électrique en chaleur lors de son passage dans un conducteur.

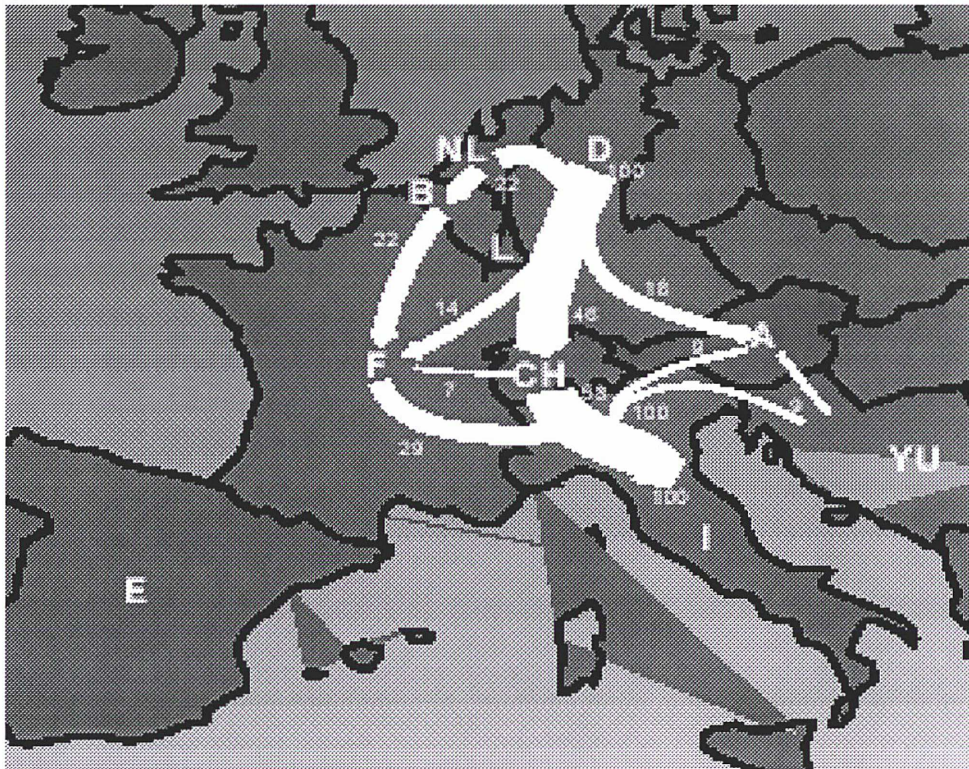
<sup>2</sup> Les consommateurs peuvent souvent considérer comme raisonnablement substituables des actes d'achats concernant la même quantité de bien mais permettant d'en prendre possession à des instants différents, entre autres parce qu'ils peuvent stocker le bien d'une période à l'autre. Dans le cas de l'électricité, un tel stockage étant impossible, ce phénomène de substituabilité est réduit. Il ne disparaît pourtant pas totalement. Ainsi, une entreprise qui produit un bien avec de l'électricité peut en partie jouer sur le stockage du produit final, et arbitrer entre des consommations à des instants différents.

## L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?

En outre, cette propriété met à nouveau en échec l'analogie entre le réseau de transport de l'électricité et un réseau routier. En particulier, si une partie du réseau est sous-dimensionnée par rapport aux besoins qu'impliquent les contrats passés entre les acteurs, il n'est pas possible de « retarder » le passage du courant, comme un flux de voitures trop important « bouchonne » au niveau d'une bretelle d'autoroute. D'où le risque que la ligne surchargée ne « cède », ce qui impose une redistribution des courants vers les lignes disponibles, laquelle peut à son tour impliquer d'autres surcharges et même un effondrement en chaîne du réseau.

### Encadré 2 : Trajet théorique et courants de bouclage

La carte suivante représente les flux de puissance instantanée entre pays européens correspondants à l'injection de 100 MW de puissance instantanée en Allemagne, combinée avec le soutirage de 100 MW de puissance instantanée en Italie - pour un réseau originellement « à vide ».



Source : CEER Working Group on Cross Border Tarification, présentation au 8<sup>ème</sup> forum de Florence, *Development of long-term mechanism for inter-TSO payment*, accessible à l'adresse suivante :

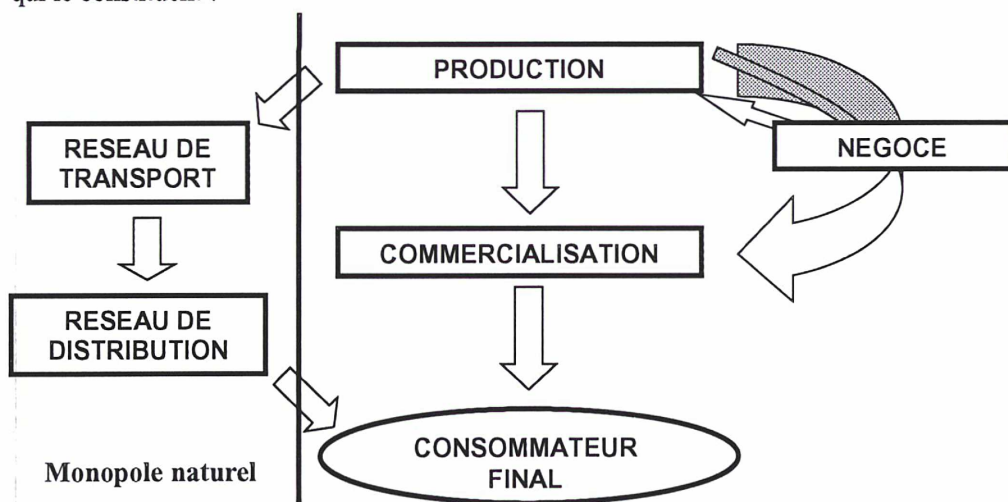
[http://www.europa.eu.int/comm/energy/en/elec\\_single\\_market/florence-8/pres-inter-tso.pdf](http://www.europa.eu.int/comm/energy/en/elec_single_market/florence-8/pres-inter-tso.pdf).

Notons à ce propos qu'il s'agit là d'une différence sensible avec d'autres industries de réseau, comme les télécommunications par exemple, pour lesquels les différents flux sont bien identifiés et l'analogie avec un réseau routier peut donc être utile.

## *L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?*

Enfin, ces contraintes techniques confirment l'intérêt d'avoir un seul gestionnaire de réseau sur une zone pour laquelle le maillage du réseau de transport est dense, et de coordonner fortement le comportement des gestionnaires de réseau de deux zones interconnectées. Elles indiquent également qu'interconnecter deux réseaux a d'importants avantages, car cela permet de lisser les écarts et de redistribuer le courant sur un plus grand nombre de lignes, donc d'améliorer la sécurité globale.

Après avoir souligné la place « à part » de la gestion du réseau de transmission, nous pouvons dessiner assez aisément la « chaîne de valeur » théorique du secteur, c'est-à-dire les activités distinctes qui le constituent :



La gestion du réseau de transport et la gestion du réseau de distribution sont isolées du reste de la chaîne par leur statut de monopoles naturels. Puis deux activités distinctes apparaissent : la production d'électricité dans des « centrales électriques » et la commercialisation, c'est-à-dire la gestion de la relation client. Une chaîne de « ventes » successives, qui va de la production de l'électricité à sa consommation finale, se dessine alors, parallèle à la chaîne d'acheminement physique du bien entre les centrales et le consommateur. Enfin, des activités de négoce peuvent intervenir pour permettre des arbitrages entre les positions des acteurs présents sur les segments « production » ou « commercialisation ».

Nous allons maintenant caractériser un peu mieux les activités de production et de commercialisation, et tenter d'en cerner les spécificités.

### *Des moyens de production très hétérogènes*

« Produire » de l'énergie électrique signifie en réalité convertir une autre forme d'énergie en énergie électrique. Et la variété des sources d'énergie possibles est une première cause d'hétérogénéité des filières de production. Il peut s'agir de l'énergie thermique dégagée par la combustion d'un hydrocarbure ou par une réaction nucléaire, mais aussi de l'énergie mécanique apportée par la force du vent ou d'un cours d'eau, de l'énergie potentielle de pesanteur accumulée dans le lac retenu par un barrage, etc. Six principaux types de moyens de production dominent en Europe :

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

- « **Centrales au charbon** ». Le charbon est historiquement le premier combustible utilisé pour produire de l'électricité. Il compte pour environ un quart<sup>3</sup> de la production totale d'électricité dans l'Union Européenne.
- « **Centrales au fioul** ». Ces centrales utilisent la combustion du fioul dans un moteur diesel pour produire de l'électricité. Elles représentent aujourd'hui environ 7 % de la production totale dans l'Union Européenne. Il s'agit en général de petites unités, d'une puissance installée de 50 MW environ.
- « **Centrales gaz – vapeur** ». Cette technologie a connu d'importants perfectionnements dans les deux dernières décennies, qui l'ont fait gagner en souplesse et ont amélioré son rendement. Combinés avec un faible prix du gaz, ces progrès ont fait de la filière gaz-vapeur un choix très attractif pour les investisseurs. Aujourd'hui, les centrales utilisant cette technologie représentent 18 % de la production d'électricité de l'Union Européenne, mais certaines projections envisagent que ce taux monte aux alentours de 30 % en 2020<sup>4</sup>. Notons enfin que le gaz naturel peut également être utilisé dans des unités de co-génération qui produisent conjointement de l'électricité et de la chaleur, ce qui permet d'atteindre un rendement élevé dans l'utilisation de l'énergie. Des programmes d'aides à des installations de ce type – souvent sur des sites industriels – ont été mis en place par beaucoup d'Etats depuis les chocs pétroliers.
- **Centrales nucléaires**. La production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire a connu un important développement pendant les décennies 1970 et 1980, dans un contexte de montée des prix du pétrole suite aux deux chocs pétroliers, et de sensibilité accrue aux problèmes d'indépendance énergétique. Elle atteint aujourd'hui 34 % de la production d'électricité dans l'Union Européenne. Cette technologie se heurte à une forte opposition d'une partie des opinions publiques, qu'inquiète entre autres le devenir des déchets radioactifs produits par les centrales. La plupart des mouvements écologistes européens ont fait de l'abandon du nucléaire un thème majeur de revendication.
- **Centrales hydrauliques**, utilisant une retenue d'eau en zone montagneuse - on parle d'« hydraulique de lac » - ou barrant un fleuve - hydraulique dite « au fil de l'eau ». L'énergie hydraulique est l'énergie renouvelable la plus largement utilisée dans le secteur de l'électricité en Europe, puisqu'elle représente environ 12 % de la production totale d'électricité de l'Union Européenne.
- **Eoliennes**, qui utilisent la force du vent. Cette filière représente encore à peine 1 % de la production d'électricité en Europe mais la plupart des pays européens ont engagé des politiques de subvention à ce mode de production d'électricité, qui a l'avantage de ne pas émettre de gaz à effet de serre. Au Danemark, la part de cette technologie dans la production nationale a ainsi connu une forte croissance et atteint un peu plus de 8 %.
- Les autres technologies comptent pour beaucoup moins de 1 % de la production totale.

---

<sup>3</sup> Les répartitions par types de moyens de production mentionnées dans cette section sont issues du rapport *European Union Energy & Transport in Figures 2001*, réalisé conjointement par la DG TREN et Eurostat, et accessible sur :

[http://europa.eu.int/comm/energy\\_transport/etif/etif\\_rev\\_2001.pdf](http://europa.eu.int/comm/energy_transport/etif/etif_rev_2001.pdf) .

<sup>4</sup> Source : [http://europa.eu.int/comm/energy\\_transport/atlas/htmlu/ccpgomar.html](http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/htmlu/ccpgomar.html) .

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

Ces différentes filières produisent toutes le même bien indifférencié, aux caractéristiques physiques strictement normalisées. Mais elles ont des profils de puissance dégagée dans le temps très divers. Comme il est impossible de stocker l'électricité, cette caractéristique nous incite à grouper les différents moyens de production en fonction de leur plus ou moins grande flexibilité :

- Il est assez difficile de faire varier en peu de temps la puissance fournie par une centrale nucléaire, les plus grosses centrales au charbon ou l'hydraulique au fil de l'eau. Ces moyens de production sont donc plus adaptés à la production de « base », c'est-à-dire à une production régulière d'électricité sur une longue période. L'utilisation de l'énergie nucléaire impose en outre des périodes d'indisponibilité assez longues - de l'ordre du mois - pour des opérations de maintenance, tandis que les centrales « au fil de l'eau » ont une productivité qui dépend de la pluviométrie. Malgré des progrès sensibles, les éoliennes ont, elles aussi, une flexibilité limitée.
- Certaines centrales au charbon ou au pétrole, ainsi que les turbines gaz-vapeur, constituent un moyen de production un peu plus flexible, même si des variations trop brusques de charge accélèrent le vieillissement de l'installation. On parle à leur sujet de « semi-base ».
- Enfin, l'hydraulique de lac et la plupart des centrales au fioul forment les moyens dits « de pointe ». Ces moyens peuvent faire varier aisément leur production et peuvent même démarrer très rapidement : en moins de 15 minutes pour l'hydraulique de lac, et en quelques heures pour les centrales au fioul.

Un autre regroupement peut être effectué en fonction de la structure de coûts, en distinguant les « coûts fixes », subis que l'on utilise ou non la centrale, et les « coûts variables », qui sont directement liés au nombre de kWh produits. Cette distinction est utile car elle permet d'analyser les choix de profil d'utilisation : par exemple, les investisseurs ont intérêt à faire tourner au maximum de sa capacité un moyen de production qui a des coûts fixes importants. Notons toutefois que la détermination de ces coûts impose de faire un certain nombre d'hypothèses, en particulier sur le « coût du capital » ou sur les durées d'utilisation. Ainsi, les « coûts fixes » doivent être en théorie calculés par unité de puissance installée, au contraire des « coûts variables » qui dépendent de la quantité d'énergie produite. Pour pouvoir comparer le poids relatif de l'un et de l'autre, et reconstituer un « coût complet » en les ajoutant, on doit rapporter les coûts fixes à une durée moyenne de fonctionnement. Les hypothèses intervenant dans le calcul de cette dernière, en particulier la durée de vie de la centrale, peuvent alors modifier considérablement les résultats. Enfin, certains facteurs, comme l'évolution du prix des différents combustibles, sont très peu prévisibles, et les résultats obtenus ont donc une valeur prédictive limitée.

Bien que le critère soit donc imprécis, on voit assez nettement se distinguer trois grands groupes :

- Les centrales nucléaires, les grandes unités de production utilisant le charbon, ainsi que l'hydraulique de lac ou au fil de l'eau, imposent un investissement de départ important, rendu plus difficile encore par la lourdeur des enjeux politiques, en particulier dans le cas des centrales nucléaires et de l'hydraulique. En comparaison, le coût du kWh marginal est, dans les limites de capacité d'une centrale, très faible. Dans le rapport d'activité de juin 2001 de la Commission de Régulation de l'Electricité (CRE), qui est le régulateur indépendant mis en place par la loi française, une étude réalisée par les services du ministère des Finances et de l'Industrie évalue les

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

coûts complets pour la technologie nucléaire à 30 Euros par MWh (dont 21 Euros de coûts fixes et 9 Euros de coûts variables)<sup>5</sup>.

- A l'opposé, les centrales au fioul sont caractérisées par des investissements très limités mais des coûts de fonctionnement élevés, liés au prix du carburant. L'étude de la DIGEC précitée évalue les coûts complets à 90 Euros le MWh, dont 35 Euros pour les coûts fixes et 55 de coûts variables.
- Les centrales gaz-vapeur représentent un moyen terme. Dans le document cité ci-dessus, les coûts complets sont évalués aux alentours de 33 Euros par MWh, dont 8 Euros pour les coûts fixes et 25 Euros pour les coûts variables<sup>6</sup>.

Ces différences de flexibilité et de coûts de production se traduisent bien entendu par des profils d'utilisation spécifiques pour chaque catégorie : de 5.000 à 6.000 heures par an pour une centrale nucléaire, jusqu'à 3.500 heures par an pour des moyens de « semi-base », jusqu'à 500 heures par an pour des moyens de pointe.

En conclusion, la typologie que nous venons d'ébaucher incite à distinguer à l'intérieur de l'offre globale plusieurs profils d'offre très différents. Nous verrons par la suite que cela n'est pas sans conséquence sur l'évaluation du pouvoir de marché entre les différents producteurs.

### ***Une demande très inélastique au prix à court terme***

La relation client – fournisseur dans le secteur de l'électricité peut sembler plutôt étrange à un observateur extérieur, et l'un des aspects marquants à cet égard est sans doute que, à court terme, les consommateurs puissent dans une large mesure décider unilatéralement de la quantité qu'ils consomment. Ainsi, « Monsieur Tout le monde » ne demande bien sûr pas l'autorisation à son fournisseur d'électricité avant d'allumer sa télévision ou sa machine à laver. Sa consommation maximum possible est certes limitée par les caractéristiques de son installation, mais la variabilité à l'intérieur de cette zone est très élevée. Même pour une installation industrielle, il n'est en général pas possible de s'engager très à l'avance sur un profil de charge défini.

Une façon de traduire ce phénomène est de dire que la consommation est, à court terme, très inélastique au prix - c'est-à-dire que, à court terme, le pourcentage de baisse de consommation rapporté à un pourcentage de hausse de prix est quasiment nul. A court terme, il n'est, pour la majorité des consommateurs, tout simplement pas possible de prendre en compte un signal de prix dans leur décision de consommation.

Notons toutefois que certaines entreprises industrielles sont capables, si la possibilité leur en est donnée, de présenter une certaine flexibilité sur ce point et nous reviendrons par la suite sur les possibilités qui sont offertes de « récompenser » cette capacité d'effacement.

La consommation agrégée est en outre marquée par des variations d'assez grande amplitude, à l'échelle d'une journée ou d'une année. Ce phénomène est très visible dans l'encadré 3, qui présente l'évolution de la puissance consommée en France pour deux journées « typiques », l'une en été, l'autre

---

<sup>5</sup>Nous faisons ici abstraction des coûts liés à la prise en compte des effets environnementaux – effet de serre, pollution.

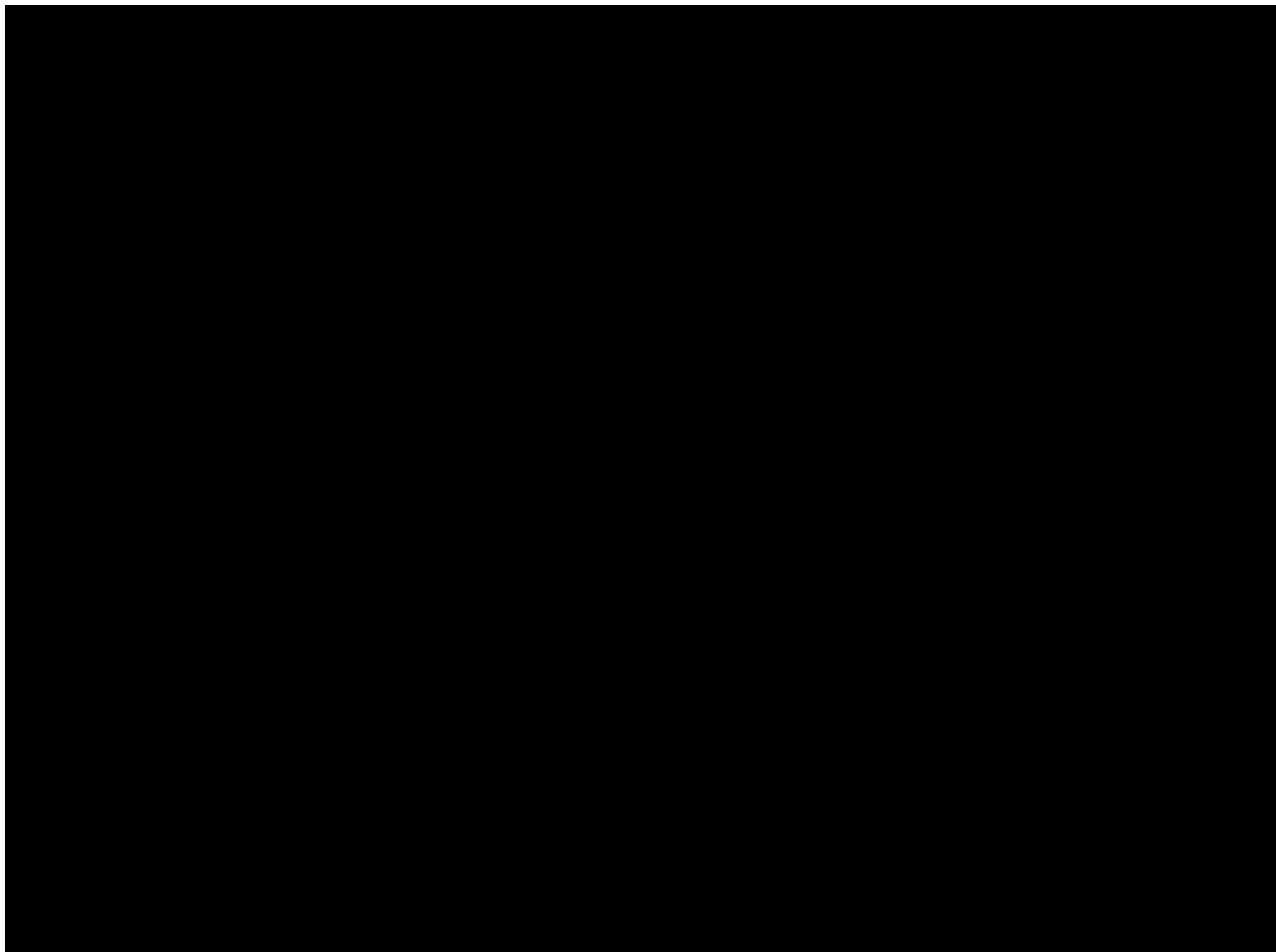
<sup>6</sup> Il faut souligner que l'importance des coûts liés au combustible implique une forte variabilité des coûts complets pour cette technologie, en fonction de l'évolution du marché gazier.



## *L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?*

en hiver. La forme obtenue est assez facile à interpréter : on consomme plus d'électricité l'hiver que l'été, en partie à cause du chauffage électrique, le début de la journée de travail est bien visible sur la courbe du lundi 28 novembre, et bien sûr pas du tout sur celle du dimanche 16 août<sup>7</sup>.

A ces évolutions régulières s'ajoutent des fluctuations beaucoup moins prévisibles. Ainsi, on compte qu'une variation de la température d'un degré Celsius correspond à une variation de la consommation 1.000 MW, que la retransmission télévisuelle d'un événement exceptionnel a un impact qui varie entre 1.000 et 1.500 MW, que l'arrêt de production d'un gros client industriel correspond à 1.000 MW. Ces ordres de grandeur correspondent à la puissance dégagée par une tranche nucléaire.



On serait tenté, de même qu'on a distingué les producteurs en fonction de leur profil de charge, de distinguer les consommateurs en fonction de leur profil de consommation. Ce raisonnement est légitime, mais doit être mené avec prudence. Ce serait par exemple une erreur que de regrouper a priori les consommateurs selon qu'ils ont un profil de consommation plus ou moins régulier et prévisible.

Certes, selon que la demande globale à un instant donné a été plus ou moins bien prévue, la situation sera plus ou moins tendue - car la production aura eu plus ou moins de temps pour s'adapter. Une demande globale prévisible nécessite donc un service moins contraignant en termes de flexibilité

---

<sup>7</sup> Ainsi, il est possible de prévoir le profil de consommation avec un assez bon niveau de certitude.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

des moyens de production, et les coûts correspondants devraient être moins élevés. Mais ce qui compte ici, c'est justement la demande globale. Peu importe qu'un consommateur ait correctement prévu son propre comportement si la consommation globale connaît un pic imprévu. De même, peu importe qu'un consommateur se soit trompé dans ses prévisions si un autre consommateur a fait une erreur qui compense directement la sienne – ou s'il est intégré à une masse d'autres consommateurs dont les écarts à la moyenne sont lissés par la loi des grands nombres. Segmenter le marché selon le niveau d'incertitude sur le profil de charge ne paraît donc pas pertinent.

En revanche, il est clair qu'une demande ajustable à court terme constitue une demande très différente d'une demande non ajustable. La capacité d'effacement est un critère pertinent pour distinguer les consommateurs.

Une segmentation selon le niveau de services associés à la livraison de l'électricité est également possible. Ainsi, il est envisageable de proposer à un grand consommateur des services de mesure précise du profil de charge, éventuellement couplés à des aménagements tarifaires, alors que ce serait un gaspillage pour un particulier. De même, gérer les relations client avec une multitude de petits consommateurs ou avoir un portefeuille limité à quelques grands consommateurs industriels sont deux exercices très différents. Enfin, dans beaucoup de pays, la livraison d'électricité aux particuliers est un sujet lourd d'implications politiques.

En conclusion, il paraît légitime de distinguer trois groupes de clients visés :

- les grands consommateurs industriels capables d'une certaine flexibilité dans leur consommation,
- les grands consommateurs industriels qui peuvent jouer sur un effet de volume mais dont la flexibilité est réduite,
- les petits consommateurs professionnels et les consommateurs résidentiels,

qui correspondent à trois sous-groupes dans l'ensemble des activités que nous avons désignées sous le nom de « commercialisation »

Cette distinction paraît appeler un critère quantitatif en termes de consommation ou de chiffre d'affaires. Ce serait pourtant faire un contresens sur la nature du phénomène<sup>8</sup>. La distinction s'établit plutôt en fonction de l'attitude qu'adoptent les consommateurs et du rapport de forces qu'ils sont en mesure d'instaurer avec les producteurs. Les deux premiers groupes que nous avons distingués concernent les acteurs qui sont capables de peser individuellement dans la négociation avec les fournisseurs d'électricité, voire de jouer un rôle hybride fournisseur / consommateur lorsque leur flexibilité leur permet d'exploiter une hausse des prix pour vendre cette capacité d'effacement. Les petits consommateurs professionnels et les consommateurs résidentiels n'investissent pas dans des ressources pour négocier avec leur fournisseur d'électricité, ils se contentent de choisir, quand ils le peuvent, entre différentes offres standardisées.

Une segmentation plus fine sera réalisée dans la suite de l'étude, pour prendre en compte en particulier les contraintes géographiques.

---

<sup>8</sup> Des critères numériques sont bien entendu très utiles pour le praticien, mais il ne faut pas perdre de vue qu'ils sont en général des approximations, et qu'ils contiennent toujours une part d'arbitraire.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

### ***Bilan***

Trois grandes lignes d'organisation du secteur de l'électricité apparaissent :

- Les activités économiques qui nous intéressent se regroupent le long d'une « chaîne de valeur » à quatre maillons : la production, le transport (le long du réseau haute tension et très haute tension), la distribution (le long du réseau moyenne et basse tension), la commercialisation à l'utilisateur. S'y ajoute un cinquième type d'activité, sur lequel nous reviendrons plus en détail par la suite : le négoce d'électricité.
- Les interactions entre ces différents maillons sont fortement marquées par trois spécificités du « bien électricité » : (1) une livraison d'un point d'injection à un point de soutirage impose une charge sur l'ensemble du réseau et ne peut être isolée le long d'un chemin spécifique, (2) l'équilibre entre production et consommation doit être assuré à tout instant et (3) l'élasticité de la demande est quasi-nulle à très court terme.
- Alors que les activités de réseau constituent des monopoles naturels, la production, la commercialisation et le négoce d'électricité n'en sont pas. Cela nous permet déjà de préciser, en la restreignant un peu, la notion de « marché concurrentiel de l'électricité ». Il s'agit d'organiser et de développer la concurrence sur les secteurs de la production, de la commercialisation et du négoce d'électricité.

Nous allons maintenant montrer que les caractéristiques du secteur que nous avons dégagées ci-dessus font de l'instauration d'une telle concurrence un exercice difficile et qui impose de suivre attentivement la gestion des réseaux de transmission et la façon dont s'établit la confrontation de l'offre à la demande.

**Ces caractéristiques ont d'importantes conséquences en termes de régulation du Gestionnaire du Réseau de Transport et du Gestionnaire du Réseau de Distribution.**

### ***Une tendance à l'intégration verticale avec la gestion du réseau***

Le monopole naturel constitué par la gestion du réseau se trouvant placé physiquement au cœur de l'activité, la tentation est grande de laisser ce monopole « contaminer » la totalité du secteur. Voyons quels mécanismes peuvent favoriser cette intégration verticale.

Un premier mécanisme qui vient naturellement à l'esprit est le fait que les investissements dans les réseaux de transmission et les investissements en moyens de production sont mutuellement spécifiques. Une centrale sans accès au réseau n'a presque aucune valeur. Il en va de même d'un réseau qui ne serait raccordé à aucun moyen de production. Si un acteur domine l'une des deux activités (transmission ou production), par exemple s'il n'y a qu'un seul gestionnaire de réseau et plusieurs producteurs dans une zone, et si le gestionnaire de réseau peut agir sans contraintes, il peut alors se livrer à un chantage à l'égard des producteurs et tenter d'accaparer tout le profit que ceux-ci escomptent de leurs ventes d'électricité. Les économistes décrivent un tel procédé du nom un peu imagé de « hold-up », et le considèrent comme un des éléments qui incitent fortement à l'intégration verticale.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

En outre, les caractéristiques du « bien électricité » favorisent une intégration entre, d'une part la gestion des réseaux de transport et de distribution et d'autre part les activités qui se situent plus en amont ou plus en aval.

Il en va ainsi de la nécessité d'assurer, à tout instant, l'égalité entre consommation globale et production globale : c'est bien sûr le Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) qui est le mieux – voire le seul - à même de suivre les déséquilibres éventuels et de déterminer les remèdes appropriés. Ces derniers sont en effet de trois types : changer la topologie du réseau en déconnectant des lignes, agir sur la production ou agir sur la consommation. Une bonne coordination de ces trois instruments est bien sûr indispensable et il y a alors un avantage évident à ce que la même entreprise contrôle le réseau de transport, les moyens de production et la relation avec les consommateurs : il est en effet plus facile de gérer cet équilibre pour un acteur intégré qui a une vue complète de toutes les données du problème.

L'impossibilité d'individualiser les flux d'électricité en amont et le fait qu'il faille livrer ce bien « au fur et à mesure » qu'il est consommé ont aussi pour conséquence la nécessité de mesurer la consommation au plus près du consommateur. Pour les plus petits consommateurs, c'est à l'extrémité du réseau de distribution que se mesure la quantité consommée et que se détermine le prix à payer. Or, le relevé des compteurs peut aussi être considéré comme un monopole naturel local, et est vraisemblablement associé à la distribution. Il y a sans doute des gains d'efficacité à ce qu'une seule société concurrente relève les compteurs dans la même rue ou soi chargée à la fois d'amener le câble d'alimentation chez le consommateur, et d'installer l'instrument de mesure de la consommation. Il faut donc soit se résoudre à voir la vente devenir – ou rester – un monopole naturel local<sup>9</sup>, soit imposer à des entreprises de laisser un tiers prendre en charge une part substantielle de la relation client.

Il y a donc un certain nombre d'incitations à l'intégration verticale entre production, commercialisation et gestion du réseau. D'ailleurs, avant 1996, cette intégration était la règle dans la plupart des pays européens.

Si l'on souhaite éviter une telle intégration et préserver autant que faire se peut la concurrence, il faut considérer que les réseaux de transport et de distribution constituent des « facilités essentielles » pour les producteurs, les vendeurs et les négociants d'électricité, auxquels un accès à ces ressources doit être assuré, sur une base raisonnable et non discriminatoire. Cela impose d'encadrer attentivement les gestionnaires de réseau, qui risquent d'avoir de fortes incitations à distordre la concurrence établie dans les autres segments de la chaîne de valeur, en particulier s'ils exercent également des activités de production ou de commercialisation.

En effet, poser le principe d'un accès non discriminatoire des tiers au réseau ne suffit pas, et le faire respecter n'est pas simple. Un GRT ou GRD intégré en amont et en aval dispose d'un grand nombre de possibilités pour handicaper ses concurrents. Il peut augmenter ses tarifs de transport ou de distribution et baisser ses prix hors transport à un niveau tel que les autres entreprises doivent renoncer à vendre sur la zone. Ou retarder la transmission aux concurrents de données techniques importantes, alors qu'il les communique immédiatement aux divisions de la société qui sont soumis à la concurrence. De telles pratiques peuvent être difficiles à mettre en évidence, surtout si les comptes des

---

<sup>9</sup> Ce raisonnement est bien sûr valable pour les clients dont l'installation est reliée au réseau basse tension.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

différentes activités ne sont pas clairement séparés ou si ces différentes activités dépendent du même management.

Un certain degré de séparation entre gestion du réseau et autres activités est donc nécessaire, qu'il s'agisse d'une simple autonomie de gestion, d'une séparation comptable ou juridique ou encore d'une séparation d'actionnariat. L'autonomie de management et la séparation comptable permettent aux pouvoirs publics de repérer plus aisément les pratiques que nous avons évoquées ci-dessus mais, en théorie, seule la séparation d'actionnariat supprime toute incitation du gestionnaire de réseau à distordre la concurrence. Il ne faut certes pas sous-estimer les difficultés de mise en œuvre de ces solutions. Plusieurs décennies de coopération à l'intérieur d'entreprises intégrées ont permis de bâtir des « réflexes » de coopération dont nous avons vu qu'ils pouvaient être utiles, et une certaine prudence est nécessaire pour que la transition entre deux modes de fonctionnement ne se fasse pas au détriment de la sécurité d'approvisionnement. Toutefois, une séparation d'actionnariat paraît à terme la solution naturelle.

Outre la nécessité d'empêcher le gestionnaire de réseau d'étendre son monopole à des secteurs – production et vente – qui ne sont pas des activités de réseau et ne constituent donc pas a priori des monopoles naturels, un autre type d'abus doit être évité : celui qui consiste à simplement exploiter une situation de monopole naturel. Si une activité constitue un monopole naturel, il est en effet normal, d'une part de protéger cette entreprise contre une concurrence porteuse d'inefficacité et d'autre part de réguler son activité, tant en ce qui concerne les tarifs qu'elle applique aux usagers que la façon dont elle investit. Nous allons montrer que, sur ce plan également, les spécificités techniques soulignées ci-dessus posent un certain nombre de difficultés. Nous étudierons plus particulièrement le réseau de transport.

### ***La tarification nodale : un « juste prix » pour l'utilisation du réseau de transport d'électricité ?***

Il existe une littérature économique assez abondante sur la régulation d'un monopole naturel, et en particulier sur la façon dont la tarification qu'il applique doit être régulée. La solution théorique est de résoudre le problème hors contrainte de rentabilité du monopole, laquelle doit ensuite être assurée par un transfert forfaitaire. C'est la démarche que propose la méthode de tarification dite « tarification nodale ». Le niveau de prix est déterminé par un programme d'optimisation du surplus collectif en fonction des propensions à payer des différents acteurs et des profils de coûts des moyens de production disponibles, sous contrainte de non-saturation des lignes. Un tel programme peut se traduire par : « il faut livrer en priorité les acteurs qui sont le plus prêts à payer pour être livrés, en utilisant les moyens les moins coûteux et en tenant compte du fait que le réseau a des capacités de transmission limitées ».

La méthode adoptée est alors de recenser l'ensemble des offres d'injection et des demandes de soutirage, chacune associée au nœud du réseau où elle serait physiquement réalisée. On obtient ainsi une courbe d'offre et une courbe de demande à chaque nœud du réseau. Dans un contexte concurrentiel, on peut supposer que les prix de vente des producteurs reflètent leurs coûts, et on peut ainsi reconstituer les coûts de production. A partir des courbes de demande des consommateurs, on peut reconstituer le « surplus » que leur procure la consommation d'une quantité donnée d'électricité à un prix donné.

Il est alors possible de calculer une configuration – définie par les quantités injectées et les quantités soutirées à tous les nœuds - qui permette de maximiser la somme des surplus liés à la

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

consommation, diminuée par la somme des coûts de production, sous contrainte de capacité de toutes les lignes<sup>10</sup>. Ce programme de maximisation permet alors de déterminer un système de prix par unité de courant circulant dans les différentes lignes<sup>11</sup>.

Le premier défaut de cette méthode est bien évidemment sa complexité, encore renforcée par le fait que le Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT) peut changer la topologie du réseau en connectant et en déconnectant certaines lignes et qu'il faut donc envisager différents cas en fonction des configurations possibles.

La tarification nodale conduit en outre à des résultats qui peuvent paraître aller contre l'intuition ou même contre le bon sens. Supposons par exemple que, à la frontière entre la zone A et la zone B, les lignes soient congestionnées pour les transports de courant de A vers B. La tarification nodale peut alors attribuer des « prix négatifs » aux transits qui soulagent la congestion, c'est-à-dire aux transits de B vers A. Ce qui revient à subventionner les exportations en provenance d'une zone qui a un parc insuffisant par rapport à ses besoins et en direction d'une zone en surcapacité.

On pourrait penser que la solution « de bon sens » paraît plutôt de construire des lignes manquantes entre ces deux zones. Ceci est bien sûr lié au fait que le programme d'optimisation travaille à réseau donné, et n'implique pas des décisions d'investissement – qui seront traitées à part. Notons en outre que subventionner la production dans les zones qui manquent de moyens de production est aussi un moyen d'y attirer des investissements, ce qui justifie le système de « prix négatifs », même dans une perspective de long terme.

Une troisième difficulté est que la tarification nodale limite la prévisibilité des coûts de transport, lesquels ne sont connus des acteurs qu'a posteriori. C'est tout à fait logique, puisque la charge sur le réseau dépend de *l'ensemble* des transactions qui ont été passées, et n'est donc connue qu'a posteriori. Mais cela implique une forte incertitude au moment de la conclusion des contrats, en particulier pour les petits acteurs qui n'ont pas une bonne visibilité de la situation globale. Il est alors nécessaire de compléter le marché par un certain nombre de produits financiers permettant de s'assurer contre le risque lié aux prix de transport.

Enfin, le système de tarification nodale donne une rente aux producteurs qui se trouvent à des « nœuds stratégiques ». Il n'y a certes rien de choquant à ce qu'une ressource rare soit mieux rétribuée que les autres, dans la mesure où cela constitue un signal d'appel pour inciter des acteurs extérieurs à venir proposer leurs services. Mais pour des raisons politiques – ou simplement géographiques –, il peut exister des barrières insurmontables à la construction de moyens de production ou de lignes de transmission dans certaines zones, et la rente captée par l'entreprise qui bénéficie d'une situation stratégique favorable du fait de ce type de configuration n'a aucun effet d'incitation.

Malgré ses lacunes, la tarification nodale n'est pas une solution académique irréalisable. Aux Etats-Unis, la zone PJM (Pennsylvanie, New Jersey, Maryland) pratique en effet une variante de cette tarification pour l'accès au réseau : la tarification au « prix marginal positionné » - voir encadré 4. Les coûts de transmission et les prix du marché sont calculés en fonction de l'état du marché 24 heures

---

<sup>10</sup> On tient compte des pertes par effet Joule dans le calcul des contraintes de capacité.

<sup>11</sup> Il s'agit des « multiplicateurs de Lagrange » associés aux contraintes de capacité. Un tel système de prix permet en théorie une coordination des acteurs afin que les quantités injectées et soutirées restent compatibles avec les capacités limitées des lignes.

**Encadré 4 : Heurs et malheurs de la tarification nodale.**

PJM Interconnection, L.L.C. ("PJM") est une société de droit privé qui gère le réseau et le marché de gros pour une zone qui s'étend sur cinq Etats de l'Est des Etats-Unis, entre le lac Erié et la côte atlantique - voir l'encadré 6 pour plus d'informations sur le secteur électrique américain.

PJM utilise une tarification au « prix marginal positionné » (Locational Marginal Price), qui est une version de la tarification nodale. La gestion des tarifs de transport est étroitement intégrée au marché de gros, qui est de facto un marché obligatoire – ou plutôt un ensemble de marchés obligatoires. Ce système se heurte à de nombreuses critiques, en particulier en provenance des associations de consommateurs.

ELCON est l'une des ces associations, et regroupe un grand nombre d'industriels, dont, entre autres, Air Liquide, BP, Chevron, EI du Pont de Nemours, Ford, General Motors, Honeywell, Intel... ELCON présente son action depuis sa création comme celle d'un « avocat des changements en faveur de la concurrence – articulante et promouvant des politiques qui permettent de plus en plus aux acheteurs et fournisseurs d'électricité de négocier une fourniture fiable et économique sur un marché ouvert.

Sur son site Web (<http://www.elcon.org/Documents/Publications/lmp.pdf>), ELCON présente le système de tarification au « prix marginal positionné » (PMP) comme « un logiciel qui se prend pour un marché ». L'association énumère à ce propos une série de raisons pour lesquelles ce système de tarification est, selon elle, « un vestige de structures obsolètes du secteur » et « l'opposé de ce que devrait être une véritable place de marché pour l'échange d'électricité ».

Parmi les différents points soulevés, on retrouve la critique des coûts de transaction élevés liés à la complexité du programme d'optimisation, et du « manque de transparence » qu'implique un mode de tarification ex-post, mais aussi l'idée que les risques sont trop largement supportés par les consommateurs, et pas assez par les producteurs. ELCON considère en outre que le système mis en place par PJM lie inutilement des services régulés (transport) et non régulés et que, puisqu'il implique une action législative, il favorise des phénomènes de « capture de rente » via un lobbying actif auprès des pouvoirs publics. ELCON affirme enfin que ce système a été mis en place par les opérateurs historiques et mécontente tant les nouveaux entrants que les consommateurs.

Le débat a été ravivé par les discussions autour d'un projet de règlement par la FERC (Federal Energy Regulatory Commission, voir encadré 6). L'objectif de ce projet est d'approfondir l'harmonisation au niveau fédéral des conditions qu'ont posé les règlements n° 888 (1996) et n° 2000, (1999) pour la gestion des réseaux et des marchés de gros. Le projet de la FERC\* propose d'utiliser le système de tarification « au prix marginal positionné » comme méthode de management des congestions.

ELCON a transmis à la FERC un certain nombre de commentaires, l'adjuvant de ne pas « cloner » le système PJM. Ces commentaires proposent une analogie entre le système mis en place par PJM et le marché obligatoire britannique et évoquent des risques de manipulation des prix. Pour ELCON, c'est une grave erreur que de « prendre comme prémices que la tarification au PMP est la panacée » pour la gestion des réseaux et affirme au contraire que ce modèle de marché est trop unilatéralement dominé par les producteurs pour être crédible.

\* <http://www.ferc.gov/Electric/RTO/mrkt-strt-comments/nopr/rm01-12-000preamble.pdf>

## *L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?*

avant la réalisation physique des échanges. Ils sont à nouveau calculés a posteriori. Si les coûts réalisés sont différents des coûts prévus, des transferts financiers sont réalisés pour prendre en compte le coût réel. Pour éviter d'avoir à payer des coûts de congestion excessifs et non anticipés, les participants peuvent acheter des contrats financiers d'assurance ou faire jouer des engagements d'effacement au-delà d'un certain coût de transmission.

Cette solution fonctionne depuis trois ans, mais ne suscite pas un enthousiasme unanime – voir encadré 4. Soulignons toutefois que, si elle peut être mise en place sur des zones assez vastes – PJM concerne un territoire vaste comme la France-, elle impose aussi une gestion assez centralisée du réseau et une intégration forte – voire une fusion - des gestionnaires de réseau. Tout ceci constitue encore un horizon utopique pour l'Europe Continentale. Il est donc utile, dans le cadre de cette étude, de décrire d'autres modes de tarification qui apparaissent comme des solutions plus réalistes pour la zone géographique qui nous intéresse.

### *La difficile prise en compte des congestions*

Le modèle qui est en un sens l' « opposé » de la tarification nodale est la tarification « timbre poste ». Il s'agit de faire payer par MWh injecté et / ou par MWh soutiré, sans faire aucunement intervenir la géographie de la transaction. On détermine un prix par MWh pour l'injection et / ou un prix par MWh pour le soutirage, uniformes sur toute la zone. Tant que la règle est uniforme sur la zone considérée, la répartition du prix de transport entre tarif d'injection et tarif de soutirage est plutôt une distinction théorique : toute injection correspond a priori à un soutirage, et in fine le consommateur paye la somme des deux. Certains pays ont d'ailleurs adopté un tarif d'injection nul.

Le principal avantage de cette méthode de tarification est sa simplicité. En particulier, elle simplifie les échanges sur le marché de gros, puisque ceux-ci peuvent se faire sans tenir compte de la « géographie » des transactions. Alors que les offres et les demandes dans le modèle de tarification nodale étaient toutes liées à un nœud précis du réseau, les offres et les demandes sont ici « non localisées » et s'agrègent aisément en des courbes d'offre et de demande globale.

Mais le mode de tarification « timbre-poste », contrairement à la tarification nodale, ne permet pas de prendre en compte les limites de capacité des lignes, et il n'est donc pas exclu qu'il fasse apparaître des congestions. Cela impose alors d'ajouter une règle supplémentaire pour allouer la capacité des lignes congestionnées, et donc de réintroduire un niveau de complexité. A titre d'illustration, intéressons-nous à un cas a priori « simple » : une ligne chroniquement congestionnée. On peut supposer que cette ligne relie des zones dont les réseaux de transport sont gérés par des entreprises différentes. Comme nous le verrons par la suite, de telles situations sont relativement fréquentes en Europe.

Notons tout d'abord qu'il est très difficile de calculer la capacité d'interconnexion fournie par une ligne. Les courants de bouclage doivent en effet être pris en compte pour savoir ce qui peut être transmis sans risque de surcharge. Ainsi, la capacité d'une ligne varie en fonction de ce qui se passe sur le reste du réseau électrique. Différentes approches peuvent être adoptées pour en tenir compte : on peut garantir une capacité inférieure à la capacité théorique maximale et garder le surplus comme une marge de sécurité ou encore allouer la totalité de la capacité théorique aux différents acteurs, mais sans garantie ou assortie de conditions d'effacement.

Une fois ce point réglé, il faut choisir une règle d'attribution de la capacité entre les acteurs qui la demandent. Plusieurs options existent, et nous allons en présenter trois.



## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

Une première possibilité est d'attribuer les capacités d'interconnexions en suivant une règle : « premier arrivé premier servi ». Cette règle a bien sûr le défaut d'ignorer complètement l'efficacité relative des différentes transactions, et de favoriser les acteurs installés par rapport à de nouveaux entrants, lorsque des contrats de long terme mis en place avant la libéralisation risquent de monopoliser les lignes.

Pour faire en sorte que toutes les transactions qui souhaiteraient utiliser l'interconnexion prennent en compte la rareté de celle-ci, on peut à l'inverse envisager une gestion au pro rata. Afin d'éviter que les acteurs ne gonflent artificiellement leurs demandes, on peut imposer aux entreprises qui souhaitent réserver des capacités de transmission de « mettre en gage » certains moyens de production. Mais un tel mécanisme est complexe, et risque en outre de décourager les industriels de négocier des arbitrages mutuellement avantageux. Enfin, une allocation au pro rata aura, comme la tarification locale, le défaut de faire peser une forte incertitude sur la capacité qui sera finalement allouée aux différents acteurs.

On peut enfin imaginer de mettre aux enchères la capacité d'interconnexion. Ce système a le mérite de limiter l'incertitude – une fois que j'ai acheté une part d'interconnexion, je sais que je pourrai l'utiliser et je sais combien elle m'a coûté. Il paraît également garantir une certaine efficacité économique, puisque c'est celui qui est prêt à payer le plus pour l'interconnexion qui va l'obtenir. En outre, on peut imaginer qu'en ayant un mécanisme d'enchères assez fréquentes, on donne leur chance à de nouveaux entrants par rapport aux entreprises installées depuis plus longtemps sur le marché.

Toutefois, dans un contexte de concurrence imparfaite, qui est très probablement la situation qui prévaut dans le secteur de l'électricité, un tel système peut aboutir à des situations globalement inefficaces.

Par exemple, un acteur qui se trouve en position dominante sur une zone géographique peut avoir envie d'acheter les capacités d'interconnexion aux frontières de celle-ci, non pour s'en servir mais pour protéger sa position dominante vis-à-vis de la concurrence provenance des zones voisines. Il est probable que les profits qu'il sera capable de réaliser en isolant son « fief » seront très élevés par rapport aux profits qu'un concurrent peut réaliser en essayant de lui prendre des clients. Il a donc une propension à payer plus élevée et remportera sans doute l'enchère.<sup>12</sup>

Entre les deux « extrêmes » que constituent la tarification nodale et la tarification « timbre-poste », on peut imaginer des modes de tarification intermédiaires, par exemple en faisant intervenir la distance entre le point d'injection et le point de soutirage ou en pénalisant le franchissement d'une zone congestionnée. De telles méthodes peuvent permettre de prendre en compte les contraintes géographiques les plus flagrantes, sans mettre en place un mécanisme aussi complexe que la « tarification nodale ». Mais elles donnent, elles aussi, une prime à l'entreprise qui possède les moyens de production d'une zone « stratégique », favorise en outre des comportements de lobbying intense au moment de la détermination des règles de fonctionnement - puisque obtenir une décision favorable permet la capture d'une rente de situation. Elles imposent en outre de réintroduire des facteurs

---

<sup>12</sup> Différentes variantes plus subtiles de ce type de situation sont possibles, mais la « morale » en est toujours que les mécanismes d'enchères posent des problèmes dès qu'une entreprise dispose d'un pouvoir de marché. Source : Joskow et Tirole, *Transmission rights and market power on electric power networks*, *Journal of Economics* volume 31, numéro 3, automne 2000, pages 450 à 487.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

géographiques dans les biens échangés sur le marché de gros, et n'évitent pas tout à fait les congestions. Bref, il s'agit là d'un compromis plutôt inefficace.

### ***Comment donner les bonnes incitations d'investissement au gestionnaire de réseau ?***

A plus long terme se pose la question des choix d'investissement par le Gestionnaire de Réseau de Transport ou de Distribution. Le dilemme est ici qu'il faut inciter (1) les utilisateurs à infliger le moins de contraintes possibles au réseau et (2) le Gestionnaire de Réseau à réagir au mieux pour prendre en compte les besoins des utilisateurs. Deux objectifs qui, pris à la limite, paraissent contradictoires. Si les utilisateurs prenaient parfaitement en compte les contraintes de non-congestion du réseau, le Gestionnaire de Réseau ne serait jamais pénalisé pour avoir sous-investi dans certaines lignes. Si le Gestionnaire de Réseau dimensionnait les lignes pour que les échanges souhaités par les utilisateurs puissent se réaliser sans contrainte, cela conduirait sans doute à un gaspillage, par rapport à une situation dans laquelle les acteurs modifient légèrement leurs objectifs pour prendre en compte la rareté de la ressource.

Il est certainement souhaitable que le signal de prix intègre la rareté relative des installations de transmission d'électricité. En revanche, si cette tarification est trop directement couplée à la rémunération du Gestionnaire de Réseau, ce dernier est fortement incité à rationner les utilisateurs, et à organiser cette rareté qui l'enrichit. Il semble donc nécessaire de découpler tarification et rémunération, ce qui pose d'autres problèmes : on peut ainsi penser que l'incitation à faire payer les usagers est moins forte si ce qu'ils payent ne revient pas directement à celui qui les facture.

En outre, choisir un autre critère pour rémunérer le Gestionnaire de Réseau n'est pas chose facile. Par exemple, se fonder sur le montant de ses immobilisations et lui accorder une rentabilité sur le capital prédéfinie risque de conduire à des comportements de surinvestissement.

En réalité, la définition même d'un « réseau correctement dimensionné » pose problème. Il serait certes en théorie possible de définir ce réseau optimal en fonction des coûts d'investissement en moyens de production sur les différentes zones géographiques, des gains que la connexion au réseau apporte aux consommateurs, et des coûts de construction et d'entretien des lignes, etc. Outre qu'il est bien sûr impossible de réaliser cette optimisation en pratique, il faut noter que ce réseau optimal théorique n'est optimal que si les acteurs « jouent le jeu » de la concurrence parfaite ou si tout le système est géré par un planificateur omniscient et bienveillant. Deux hypothèses dont il est peu probable qu'elles se réalisent dans la pratique.

En particulier, il faut garder présent à l'esprit qu'un réseau optimal doit avoir au moins une ligne congestionnée - si aucune ligne n'est congestionnée, c'est qu'on a trop de capacité de transmission par rapport à ce qui est nécessaire. Or un réseau congestionné confère un pouvoir de marché à certains acteurs - ceux dont le comportement est critique pour permettre de respecter la contrainte. Un « réseau plaqué or », qui autorise tous les échanges imaginables, s'il correspond à une forme de gaspillage, permet à l'inverse une concurrence maximale entre les acteurs, poussant à une baisse des prix et à des gains d'efficacité qui profitent au consommateur. Un réseau « au plus juste » risque au contraire de distordre la concurrence entre les acteurs.

On peut résumer ce raisonnement en disant que le cadre à mettre en place pour les investissements du Gestionnaire de Réseau doit être défini suite à un douloureux arbitrage entre concurrence et efficacité – ou plutôt entre efficacité au niveau de la gestion du réseau et efficacité au

## *L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?*

niveau des autres segments de la chaîne de valeur, dont on peut dire en première approximation qu'elle dépend de l'intensité de la concurrence.

Cette analyse s'applique bien au réseau de transport et un peu moins au réseau de distribution. Dans la plupart des pays européens, les investissements pour ce dernier sont en effet surtout des investissements de renouvellement des lignes, puisque la quasi-totalité des habitations est reliée. Notons à ce propos que les congestions éventuelles ne posent pas non plus de problèmes de concurrence pour la distribution. En effet, si le réseau urbain est maillé<sup>13</sup>, le réseau en campagne ne l'est pas et les zones gérées par des entreprises distinctes ne sont en général pas étroitement interconnectées.

Afin de compléter l'analyse qualitative ci-dessus, il est bon de dégager quelques ordres de grandeur pour les coûts d'investissement.

Une ligne de 400 kV - ce qui correspond aux « autoroutes de l'électricité » du réseau très haute tension -, offrant une capacité de passage de l'ordre de 1 GW, coûte aux alentours d'un million d'Euros le km. Le coût de construction d'une centrale varie de 0,5 à 1 milliard d'Euros le GW. Ces données suggèrent que les investissements en moyens de transmission ne sont pas extrêmement lourds, quand on les compare au secteur de la production par exemple. Ce qui rend difficile la construction de nouvelles lignes est en fait moins le coût élevé des installations que l'hostilité des riverains ou des associations de protection de l'environnement. Les mécanismes d'incitation à l'égard du Gestionnaire de Réseau passent ici au second plan, par rapport à un arbitrage entre priorités politiques.

### ***Bilan***

La mise en concurrence des entreprises sur les segments de la production, de la commercialisation et du négoce impose d'aller contre un certain nombre de tendances naturelles à l'intégration de ces activités avec la gestion du réseau de transport et de distribution. Il est en particulier nécessaire d'établir une séparation stricte entre, d'une part le secteur ouvert à la concurrence et d'autre part le GRT et le GRD.

La régulation de ces derniers pose des problèmes plus profonds. Pour la tarification de l'utilisation du réseau, on est obligé d'arbitrer entre : (1) tenir compte de la géographie du réseau afin d'inciter les producteurs et consommateurs à utiliser ce dernier au mieux, ce qui donne un pouvoir de marché aux acteurs qui occupent des positions géographiques stratégiques, ou (2) accepter qu'apparaissent des congestions qui, à leur tour, donnent des avantages concurrentiels à ceux des acteurs qui sont en mesure de les exploiter. A plus long terme, stimuler la concurrence semble imposer de dimensionner le réseau plus largement qu'il n'est en théorie nécessaire.

Après avoir analysé l'interface entre les activités qui constituent un monopole naturel et la partie du secteur qui paraît destinée à évoluer dans un environnement concurrentiel, nous allons maintenant analyser cette dernière plus en détail, en nous concentrant sur la façon dont l'offre se confronte à la demande.

---

<sup>13</sup> En ville, les lignes sont généralement enterrées et la localisation et la réparation d'un dommage peuvent prendre du temps. Il est donc nécessaire que le réseau soit maillé, afin de limiter l'impact d'une coupure.

## *L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?*

Ces caractéristiques impactent aussi très fortement l'équilibre offre – demande.

### *Des bourses de l'électricité ?*

Nous avons déjà souligné que l'impossibilité de stocker le bien « électricité » incitait à adopter la modélisation suivante : considérer l'électricité comme un « bien daté » (un couple puissance/temps) qui s'échange sur des « marchés instantanés ». Ces derniers sont, nous l'avons vu, assez lâchement couplés, puisque l'impossibilité de stockage limite la substituabilité entre des puissances semblables livrées à des moments différents.

Nous avons également indiqué que le bien électricité était défini par rapport à une référence précise, qu'il était infiniment divisible, et que, à un même instant, tout les producteurs fournissaient le même bien.

Ces caractéristiques plaident fortement pour la mise en place de « bourses de l'électricité », permettant d'échanger des livraisons prévues pour des périodes qui doivent pouvoir être très courtes – de telles livraisons s'approchent en effet du « bien daté » théorique évoqué ci-dessus. Sur un tel marché, les entreprises présentes dans les secteurs production et commercialisation seraient en mesure de réaliser des échanges mutuellement avantageux, directement ou en utilisant les services de négociants en électricité. Certains gros consommateurs pourraient également intervenir et y valoriser une éventuelle capacité d'effacement.

Une première difficulté, déjà évoquée ci-dessus, est la prise en compte du transport. En réalité, la définition rigoureuse du « bien électricité » est moins « bien daté » que « bien daté localisé ». Certes, l'adoption d'une tarification nodale permet, au prix d'un certain nombre de complications, de prendre en compte cette dimension spatiale, mais nous avons vu que ce modèle posait un certain nombre de problèmes et que sa mise en place à l'échelle européenne paraissait peu probable. Les autres méthodes de tarification n'empêchant pas l'apparition de congestions, elles amènent à scinder le marché en plusieurs marchés, concernant des zones géographiques distinctes reliées par des lignes congestionnées.

Afin de simplifier notre propos, nous allons supposer qu'il n'y a pas de congestion dans la zone considérée et analyser le fonctionnement d'un marché de l'électricité en supposant qu'il s'y échange des « biens datés non positionnés » - on peut par exemple imaginer qu'on se trouve plutôt dans un mode de tarification timbre-poste.

Deux systèmes peuvent alors être envisagés pour fixer les prix à partir des offres (capacité et prix) des producteurs en fonction de la demande anticipée :

- Les moyens de production les plus compétitifs peuvent être retenus et rémunérés à hauteur du prix demandé dans l'offre. Le prix que payent les consommateurs est alors la moyenne pondérée des offres retenues. On parle de système « pay as bid ».

ou

- Les moyens de production les plus compétitifs sont retenus et rémunérés à hauteur du prix de la centrale la moins compétitive retenue. Le prix que payent les consommateurs est donc le prix maximum des offres retenues. On parlera de système « à la dernière centrale appelée ».

Un système « pay as bid » a l'avantage de déboucher a priori sur des prix plus faibles pour le consommateur. On peut toutefois objecter qu'un tel mécanisme pourrait être manipulé par les

## *L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?*

producteurs dès qu'ils auraient assez d'expérience pour déterminer facilement les offres de leurs concurrents. Il leur suffirait en effet d'anticiper le prix de la dernière centrale appelée. Notons toutefois qu'on retrouverait simplement le résultat vers lequel converge le second mécanisme et que des déviations de prix à la baisse par un des acteurs, favorables au consommateur, pourraient toujours avoir lieu.

En réalité, le système « pay as bid » est toutefois assez rarement retenu sur les « bourses de l'électricité ». Nous allons donc considérer par la suite qu'on est dans un système « à la dernière centrale appelée », pour essayer de comprendre comment les spécificités de l'offre et de la demande qui ont été soulignées ci-dessus influent-elles sur un tel marché.

### *Une volatilité incontrôlable ?*

Rappelons brièvement ces spécificités : d'un côté, une offre qui a besoin d'un certain temps de latence pour s'ajuster, de l'autre, une demande irrégulière, imprévisible, et « rebelle » à une discipline de prix, enfin la nécessité de concilier ces contraires et d'assurer à tout instant un parfait équilibre entre offre et demande.

La difficulté est que cet équilibre ne peut pas s'établir directement par une confrontation entre production et consommation. Pour la plupart des consommateurs, l'électricité est un facteur de coût qui se contrôle sur des périodes de long terme, et en négocier le prix heure par heure n'est tout simplement pas possible. C'est évident pour les consommateurs domestiques. Pour les consommateurs industriels, la situation est un peu différente. Le bien est très simple et très normalisé, ils ont donc des incitations assez faibles à développer des relations de long terme avec des fournisseurs, sans compter qu'ils peuvent, contrairement à des consommateurs plus petits, mettre en œuvre les moyens nécessaires à un suivi attentif de leurs dépenses d'électricité.<sup>14</sup>

Une distinction nette apparaît alors entre :

- des consommateurs qui veulent établir des relations de long ou de moyen terme avec un fournisseur, fondées sur des tarifs connus d'avance
- et
- les producteurs, quelques grands consommateurs capables de faire preuve d'une certaine flexibilité, et des entreprises actives dans le maillon « commercialisation », qui cherchent à réaliser à court terme des échanges mutuellement avantageux.

C'est ce deuxième type d'échanges qui va probablement intervenir sur les bourses de l'électricité.

On comprend alors que contraintes subies par les acteurs qui participent à cet échange vont impliquer une très forte volatilité des prix sur ces marchés.

---

<sup>14</sup> Il est vrai toutefois que les consommateurs professionnels ou industriels ont eux aussi besoin d'une visibilité à long terme.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

En effet, lorsque la capacité de production de « base » mobilisable dans les délais impartis<sup>15</sup> est supérieure à la demande anticipée, les producteurs ont une forte incitation à « casser les prix » jusqu'au coût variable de la production. A l'inverse, la difficulté qu'il y a à prévoir à moyen terme ce que sera la consommation implique qu'on peut connaître des situations de pénurie, dans lesquelles un très petit nombre d'acteurs est capable de « débloquer » la situation. Les « clients non consommateurs », qui occupent le maillon « commercialisation » de la chaîne de valeur et qui représentent la plus grande partie de la demande sur le marché de court terme, sont alors prêts à payer un prix très élevé. Celui-ci correspond in fine, et dans la mesure où il ne leur est pas possible d'influer à court terme sur les décisions de consommation de leurs clients, à la pénalité qu'ils devront payer au Gestionnaire de Réseau pour compenser le risque que, par leur erreur de prévision, ils ont fait courir à l'ensemble des utilisateurs.

Il n'y a en fait rien que de très naturel si les prix montent fortement quand une ressource devient rare. Mais la volatilité atteinte ici est particulièrement importante du fait de la disproportion entre le coût d'une coupure et le coût de production et de l'impossibilité d'ajuster la consommation à court terme. Une conséquence en est que tous les acteurs susceptibles d'intervenir sur ce marché de court terme, et au premier chef les entreprises spécialisées dans le négoce d'électricité se trouvent dans l'obligation d'acquérir des moyens de production, afin de s'assurer un « stop-loss », c'est-à-dire une limite à leurs pertes si les choses se passent mal. Il semble de fait que les sociétés actives dans le négoce d'électricité soient de plus en plus nombreuses à acheter des moyens de pointe.

Enfin, quand l'horizon temporel se réduit, la négociation ne peut simplement pas avoir lieu, faute de temps. C'est au Gestionnaire de Réseau de « reprendre la main » - voir encadré 5. Tout simplement parce que le délai de négociation est trop long par rapport à la mise en œuvre réelle de l'échange. On retrouve ici le paradoxe que nous avons déjà souligné en interrogeant la notion de « coût d'utilisation du réseau » : en cas de pénurie, le « prix de marché » de l'électricité est une donnée qui ne peut, en toute rigueur, être déterminée qu'a posteriori, et ne peut donc pas être intégrée aux décisions des acteurs.

### ***La difficile montée en puissance des « bourses de l'électricité »***

La mise en place d'une « bourse de l'électricité » est donc complexe et demande beaucoup de temps. Il est en outre improbable que des mécanismes de marchés de ce type puissent permettre tous les échanges nécessaires. Pour certains observateurs, les bourses de l'électricité qui, en France mais aussi en Allemagne, restent encore à l'état embryonnaires, ne monteront jamais en puissance sans une action énergique sur l'organisation industrielle du secteur. Or il est probable que le marché des échanges bilatéraux favorise les entreprises qui sont présentes depuis longtemps dans le secteur, à l'inverse d'un marché impersonnel dont on peut penser qu'il mettrait tous les acteurs sur un pied d'égalité.

C'est en partie ce qui a par le passé conduit des pays comme l'Angleterre ou l'Espagne à imposer que la quasi-totalité des échanges s'effectuent via une « bourse de l'électricité »<sup>16</sup>. Une telle

---

<sup>15</sup> On considère ici un court délai entre l'échange et la livraison physique, lesquels ne peuvent évidemment pas avoir lieu en même temps. Ce délai peut par exemple être de l'ordre d'une journée.

<sup>16</sup> Un tel fonctionnement a en outre l'avantage d'offrir au Gestionnaire de Réseau une vue panoramique de l'ensemble des échanges.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

solution pose toutefois un problème majeur, en ce qu'elle facilite les comportements de collusion entre les acteurs. En effet, nous avons vu que les technologies utilisées étaient assez bien connues des différents producteurs. Chaque acteur, connaissant la composition du parc de ses concurrents, la demande globale prévue, et le fait que tout ceci sera obligatoirement échangé sur le marché, est donc en mesure de reconstituer à l'avance l'offre et la demande. Si le nombre d'acteurs est réduit, il leur est alors très facile de deviner quelle zone de prix est favorable à tous – ce qui correspond à un prix de monopole - et de se coordonner sur cette zone de prix.

A vrai dire, ce serait sans doute une erreur que de considérer la liquidité comme une fin en soi. L'essentiel est en effet de permettre aux petits acteurs de trouver des contreparties à un prix raisonnable. L'exemple du marché du pétrole brut de Rotterdam en est un exemple frappant : seulement 6 à 7 % du total des transactions impliquant la matière première sont échangés sur la bourse de Rotterdam. Mais le prix des contrats bilatéraux suit les indices de prix qui se sont établis sur ce marché, qui sert de référence indiscutée.

Pour l'électricité, il semble vain de contraindre les acteurs majeurs à augmenter la liquidité pour améliorer les caractéristiques du marché à court terme. Ainsi, comme nous le verrons, l'Angleterre a renoncé au marché obligatoire et cette évolution semble s'être faite à la satisfaction générale, alors même que la liquidité a fortement baissé.

La nécessité de se couvrir contre cette volatilité et de s'assurer une fourniture d'électricité à moyen terme rend en revanche particulièrement critique l'émergence de produits élaborés, en particulier de produits à terme, pour lesquels la liquidité est clairement insuffisante. La conception de tels produits n'est pas un exercice simple, car elle doit prendre en compte les spécificités techniques du bien électricité.

Ainsi, beaucoup de formules de calcul de prix pour les options utilisent des mécanismes d'arbitrage inter-temporel, fondés sur la possibilité de stocker le bien. De telles formules sont ici inadaptées, puisque le courant électrique ne se stocke pas. En outre, le développement de produits à terme suppose qu'un certain consensus existe entre acheteurs et producteurs sur les tendances de long terme, et les incertitudes inévitables dans une période de transition rendent un tel consensus difficile.

Il serait illusoire de vouloir « forcer » les acteurs dominants à étoffer leur offre de produits à termes. C'est sans doute plutôt un changement parallèle de comportement chez les acheteurs et offreurs potentiels d'électricité qui est nécessaire, à travers l'émergence d'une offre plus riche et d'une demande plus exigeante, et un consensus sur l'évolution anticipée des prix, issus d'une meilleure visibilité à moyen terme.

Notons enfin que, dans les marchés non obligatoires les plus matures, et en particulier en Angleterre, on constate depuis un an une baisse de la liquidité, qui correspond peut-être à la stagnation observée sur des marchés moins matures, comme la France ou les Pays-Bas. Ce phénomène paraît lié en grande partie à la consolidation des entreprises du secteur, qui rend les échanges sur les bourses de l'électricité moins nécessaires, en particulier dans le cas d'intégrations amont/aval. La faillite d'Enron en 2001<sup>17</sup> joue également sur ce point, car elle a mis en avant le problème du risque de crédit aux

---

<sup>17</sup> Le 2 décembre 2001, Enron, une entreprise spécialisée dans le négoce sur les marchés du gaz et de l'électricité, s'est placée sous la protection du « Chapter 11 », l'équivalent américain de notre dépôt de bilan. Il s'agit de la faillite la plus importante de l'histoire américaine. Nous reviendrons brièvement sur cet épisode, dont une étude approfondie sort du cadre du présent mémoire.

**Encadré 5 : Réserves et ajustement**

Il est assez naturel de confier au Gestionnaire du Réseau de Transport la responsabilité d'assurer à tout instant l'équilibre entre production et consommation. En effet, cet équilibre est intimement lié à la stabilité du réseau.

Imaginons par exemple une montée de la consommation non compensée par la production - ou une baisse de la production non compensée par une baisse identique de la consommation. L'énergie manquante va dans un premier temps être prélevée sur l'énergie cinétique des alternateurs. Ceux-ci vont alors ralentir, entraînant un écart de fréquence sur le réseau. Si l'écart n'est pas rapidement compensé, la fréquence puis la tension sur le réseau va chuter. Les appareils connectés seront alors amenés à fonctionner en dehors des conditions normales et seront donc endommagés.

Pour éviter cela, le Gestionnaire de Réseau peut déconnecter certaines lignes, et même, si nécessaire, « couper le courant » à certains utilisateurs. Il peut aussi utiliser un certain nombre de moyens de production qui sont mis « en réserve ». On distingue trois types de réserve selon leur durée d'activation :

- **La réserve primaire** permet de réagir en 1 ou 2 seconde(s), afin d'éviter une dérive en fréquence. Elle se mobilise automatiquement. A l'intérieur de l'UCTE, chaque GRT doit disposer d'une réserve primaire proportionnelle à sa puissance de production installée et l'appel à ces moyens de production est déclenché automatiquement à l'échelle de toute la zone interconnectée.
- **La réserve secondaire** doit permettre, dans la région dans laquelle a été constaté un déséquilibre, de reconstituer les réserves utilisées (par exemple, stations de pompage), afin de remettre à la disposition du réseau la réserve primaire consommée. Ces moyens de production doivent être démarrés dans un délai de 30 secondes et sont mobilisés automatiquement.
- **La réserve tertiaire** regroupe un ensemble de moyens « de pointe » que le GRT peut mobiliser avec des délais beaucoup plus longs, de 30 minutes à une demi-journée, pour reconstituer la réserve secondaire consommée. Ils permettent de restaurer les capacités des réserves primaires et secondaires. Les règles internationales fixent une quantité de puissance dont le GRT doit disposer mais chaque GRT dispose d'une certaine latitude pour choisir à quels moyens il souhaite faire appel et organiser le programme de démarrage.

Mettre en place un marché de l'ajustement pose un certain nombre de problèmes techniques, mais il existe des réalisations concrètes en Grande-Bretagne ou sur la zone PJM, entre autres. Un tel mécanisme ne peut en tous cas pas concerner les réserves primaire et secondaire, dont le fonctionnement est déclenché automatiquement, ni les décisions concernant la topologie du réseau.

Notons que des mécanismes d'appel d'offre pour des capacités de réserve peuvent également être envisagés.

entreprises. Certains acteurs ne sont plus considérés comme assez solides financièrement, et ne peuvent donc pas obtenir les contreparties suffisantes pour participer aux échanges des bourses de l'électricité.

Notons toutefois que le risque de crédit peut dans ce contexte être correctement couvert par des intermédiaires financiers (chambre de compensation). La bourse scandinave offre un tel service, car le problème se pose tout naturellement en Scandinavie, du fait du nombre important de petits producteurs.



***Bilan***

L'électricité est un bien qui par beaucoup d'aspects se prête bien à l'échange sur un marché boursier et la montée en puissance de « bourses de l'électricité » paraît un phénomène naturel et souhaitable. Mais l'exercice est difficile et il est probable qu'il ne pourra pas totalement se substituer aux relations bilatérales. Enfin, une attention particulière doit être portée à ses règles de fonctionnement, car les risques de manipulation ne sont pas négligeables.

A ce stade, nous parvenons donc à la conclusion provisoire qu'un « marché concurrentiel de l'électricité », entendu comme une introduction du libre jeu de la concurrence dans tous les maillons de la chaîne de valeur qui ne constituent pas un monopole naturel, est un objectif sinon utopique, du moins ambitieux. Voyons maintenant comment il s'intègre au contexte de l'Union Européenne.

## **Le contexte européen**

---

### **L'Europe de l'électricité avant la libéralisation**

#### ***Sur le continent, une structure calquée sur l'organisation des pouvoirs publics...***

Pour comprendre la portée des transformations engagées suite à la directive de 1996, il est bon de présenter l'état initial du système avant l'adoption de ce texte. On est alors amené à distinguer deux types d'Etats membres :

- ceux qui, dès avant la directive, s'étaient déjà engagés dans un processus de libéralisation – c'est le cas du Royaume-Uni et des pays scandinaves, que nous étudierons à part.
- une zone qu'on peut désigner comme l'« Europe Continentale », et sur laquelle la concurrence était très limitée – voire interdite.

Nous allons tout d'abord nous concentrer sur les pays de cette deuxième zone.

Un premier aperçu permet de constater à la fois une grande hétérogénéité des solutions adoptées et une profonde identité des principes qui sous-tendaient ces solutions. La contradiction entre ces deux phénomènes n'est qu'apparente. L'objectif, l'obsession pourrait-on dire, qui, à l'époque, structurait le secteur partout en Europe Continentale, c'était la sécurité d'approvisionnement. L'électricité était d'abord un enjeu technique et politique, elle faisait clairement partie des prérogatives de l'Etat. Et les structures adoptées répondaient à l'organisation des pouvoirs publics.

La France et l'Italie avaient ainsi créé après la seconde guerre mondiale des monopoles d'Etat regroupant production, transport, distribution et vente d'électricité : Electricité de France, créée par la loi de nationalisation de 1946, et Enel, créée en 1962.

En Allemagne, la structure fédérale se reflétait dans la présence de monopoles locaux de droit ou de fait. Au niveau communal, des structures à capitaux mixtes, les Stadtwerke, étaient chargées de fournir l'agglomération en eau, électricité, gaz, etc., tandis que des acteurs régionaux, s'étendant parfois sur plusieurs Länder, assuraient la production et le transport d'électricité. Parmi ces derniers, les plus importants étaient :

## *L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?*

- RWE, surtout présent en Rhénanie du Nord-Palatinat, en Hesse, en Souabe, dans le Sud du Brandebourg et en Saxe,
- VEW, qui fournissait de l'électricité à une zone adjacente à celle de RWE, couvrant l'est du Land de Rhénanie du Nord-Palatinat et s'étendant jusqu'à la frontière des Pays-Bas,
- Preussenelektra, filiale de VEBA, active dans les Länder d'Allemagne du Nord : le Schleswig-Holstein, la Basse-Saxe et une partie de la Hesse,
- Bayernwerk (filiale de VIAG) et EnBW, qui dominaient respectivement la Bavière et le Land de Baden-Württemberg.

Certaines agglomérations importantes, comme Berlin avec BEWAG ou Hambourg avec HEW, avaient leur propre opérateur intégré d'électricité, tandis que VEAG était, depuis la réunification, le principal producteur d'électricité dans les « nouveaux Länder » de l'ex-RDA.

Les entreprises citées étaient toutes intégrées entre production, transport, distribution et vente. Ces huit sociétés géraient ainsi la quasi-totalité des réseaux de transport haute et très haute tension en Allemagne, ainsi que les interconnexions avec l'étranger. Souvent, elles faisaient partie de groupes intégrant d'autres activités, telles que l'aval gazier, l'eau, la chimie, la gestion des déchets ou les télécommunications.

Enfin, en Espagne, une douzaine d'entreprises indépendantes, d'implantation souvent régionale, se partageaient le marché électrique. Celui-ci était dominé par Endesa, un opérateur intégré à capitaux publics qui en contrôlait environ un quart. Un mouvement de consolidation, parallèle à la privatisation d'Endesa, s'était déjà engagé dans la première moitié des années 1990.

Par delà les différences institutionnelles, on notera, outre l'absence de concurrence entre les acteurs, un fort niveau de concentration verticale et horizontale. Même en Allemagne, où différentes entreprises paraissent coexister, il s'agit plutôt d'une illusion d'optique. Le jeu complexe des participations croisées et des contrats de fourniture de long terme tissent des liens étroits entre les acteurs régionaux et les Stadtwerke.

Nous avons vu qu'une telle concentration verticale était une tendance assez naturelle du secteur, car elle simplifie la coordination en termes d'investissements en moyens de productions ou en lignes de transmission et en termes d'ajustement entre consommation et production, rendu nécessaire par l'impossibilité de stocker le bien. Outre ces mécanismes, l'évolution technologique, en particulier dans le domaine de la production, a favorisé le regroupement des acteurs. L'élément décisif sur ce plan a été le développement de la filière nucléaire, qui impliquait des investissements lourds et permettait des économies d'échelles importantes - en particulier sur le cycle du combustible ou la maintenance.

La Belgique est un bon exemple de ce « premier mouvement de consolidation » réalisé avant 1996. Alors qu'en 1946 on comptait 36 producteurs différents dans ce pays, il n'en restait en 1976 plus que 3 (qui avaient en outre le même actionnariat). En 1990, ces trois sociétés, UNERG, EBES et INTERCOM, ont finalement fusionné pour former Electrabel. Cette concentration peut être analysée comme naturelle au regard de la taille réduite du marché belge et de l'importance relative de l'énergie nucléaire - 35 % de la production.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

### ***Quelques pays étaient déjà engagés sur la voie de la libéralisation : l'exemple du Royaume-Uni***

Au Royaume-Uni, comme en France par exemple, le secteur avait été nationalisé juste après la seconde guerre mondiale – plus précisément en 1947 – et, jusqu'en 1989, il est demeuré sous le contrôle de l'Etat. En Angleterre et au Pays de Galles, la production et le transport étaient sous la responsabilité du CEGB (« Central Electricity Generating Board »), tandis que la distribution et la vente était attribuées à douze « Area Boards », qui bénéficiaient d'un monopole régional. Pour plus de simplicité, nous ne traiterons pas ici le cas de l'Ecosse et de l'Irlande du Nord, qui avaient une organisation un peu différente.

Une première loi en 1983 avait supprimé le monopole légal du CEGB et autorisé l'accès des tiers au réseau – mais dans des termes plutôt vagues, et sans effet réel sur le secteur. La rupture est venue avec l'« Electricity Act » de 1989, qui a couplé libéralisation et privatisation de l'acteur dominant.

Cette nouvelle loi a fait « éclater » le CEGB en quatre entités. La « National Grid Company » (NGC) a pris en charge la gestion du réseau, tandis que les capacités de production ont été attribuées à trois entreprises distinctes : National Power, Powergen et Nuclear Electric<sup>18</sup>. A cette dernière ont été attribuées les centrales nucléaires. Le réseau de transport a quant à lui été intégré au réseau de distribution, en ce sens qu'il devait désormais appartenir conjointement aux douze « Regional Electricity Companies » (REC), successeurs des « Area Boards ».

Le système prévoyait que l'offre, représentée par les producteurs d'électricité, et la demande, représentée par les REC, d'autres entreprises actives dans la commercialisation d'électricité ou de grands consommateurs, seraient obligatoirement confrontées sur un « pool », marché obligatoire opéré par NGC.

Les douze REC et deux des trois producteurs ont été privatisés, l'Etat ne conservant que Nuclear Electric. Un « Office of Electricity Regulation » (OFFER) a en outre été créé. Il sera fusionné avec l'organe de régulation pour le secteur du gaz naturel pour former l'OFGEM en 1999.

Il faut noter à ce propos que, au Royaume-Uni, la libéralisation du marché du gaz a été antérieure à celle du marché de l'électricité et que ce pays a pu par ailleurs exploiter pendant toute cette période les ressources gazières qui se trouvent dans ses eaux territoriales en mer du Nord. La libéralisation du secteur électrique s'y est de fait accompagnée d'un développement rapide de la filière gaz-vapeur – laquelle connaissait en outre des améliorations techniques et bénéficiait d'un coût modéré du combustible - au détriment des centrales au charbon. Les REC, en particulier, ont beaucoup investi dans cette nouvelle technologie. Dans un contexte de crise des houillères britanniques, cette évolution a suscité de nombreuses controverses. Certains y voyaient le nécessaire abandon d'un mode de production non rentable pour une technologie plus compétitive, tandis que d'autres regrettaient que le coût social de cette évolution ne soit pas correctement pris en compte ou soutenaient que les coûts supportés par les REC dans leur investissement en moyens de production propres n'étaient pas inférieurs aux prix qu'ils obtenaient de la production traditionnelle.

La principale critique essuyée par le nouveau système est qu'il n'a pas permis une baisse des prix de gros de l'électricité, bien au contraire. En 1997, le prix de vente moyen du pool s'élevait à plus

---

<sup>18</sup> Nuclear Electric sera par la suite fusionné avec Scottish Nuclear pour former British Energy. Cette dernière entreprise a été privatisée en 1996.

## *L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?*

de 10 % au-dessus de ce qu'il était en 1990. La volatilité s'était aussi accrue. De tels résultats sont bien sûr à mettre en relation avec l'analyse développée dans la première section de ce chapitre. Une bourse de l'électricité obligatoire est assez favorable à des comportements de collusion, surtout lorsqu'il y a très peu d'acteurs.

Le régulateur britannique a imposé un certain nombre de désinvestissements, afin de stimuler la concurrence : vente des 2 GW de réserves détenues par NGC à un acteur indépendant, Edison Mission Energy (1995), vente de 4 GW par National Power et PowerGen au REC Eastern Electricity (1996), vente de 3.886 MW par PowerGen à Edison Mission Energy (1999), et de la centrale de Drax (3.870 MW) à l'entreprise américaine AES par National Power.

Ces mesures n'ont pas semblé suffisantes et, suite à un livre blanc du ministère chargé de l'Energie, une réforme du système a été entreprise, connue sous le nom de NETA (pour « New Electricity Trading Agreements »). Les NETA sont entrés en application le 27 mars 2001 et ont aboli le système de « pool », auquel a été substitué un système de marché non obligatoire, dont l'organisation ne relève plus des pouvoirs publics mais est laissée à l'initiative de partenaires privés. En un an, les prix de gros ont baissé de l'ordre de 20 %. Ils atteignent même des niveaux inférieurs aux coûts marginaux de production<sup>19</sup> de certaines unités au charbon ou au gaz, ce qui a amené des producteurs à mettre une partie de leurs unités de production « sous cocon », c'est-à-dire à cesser de les utiliser pour la production, tout en effectuant les opérations de maintenance nécessaires pour les conserver en état et être en mesure de les redémarrer si nécessaire<sup>20</sup>.

### *Quelques pays étaient déjà engagés sur la voie de la libéralisation : l'exemple de la Norvège, de la Suède et de la Finlande*

Les pays scandinaves ont également commencé à mettre en place un système libéralisé avant 1996. En Norvège, le processus de libéralisation a commencé dès 1986, et peut être considéré comme achevé dès 1991. En Suède et en Finlande, la première loi de libéralisation a été promulguée en 1995, puis a été complétée par un travail législatif qui a duré jusqu'à la fin des années 1990. En Suède, l'ouverture du marché à la concurrence est totale dès 1995, tandis qu'en Finlande, c'est le cas depuis septembre 1998 seulement.

L'ensemble formé par la Finlande, la Norvège et la Suède constitue un exemple particulièrement instructif pour qui s'intéresse au processus dans lequel s'est engagée l'Union Européenne, car il s'est accompagné d'une convergence à l'échelle régionale. Comme pour le Royaume-Uni, nous allons surtout présenter un certain nombre de faits, auxquelles nous pourrions faire référence dans la suite de l'étude.

Nous n'étudierons pas la situation au Danemark, qui constitue un cas un peu à part. Ce pays est en effet « coupé en deux » sur le plan électrique, entre deux zones qui ne sont pas « synchrones »<sup>21</sup>.

---

<sup>19</sup> Ces prix très bas jouent un rôle non négligeable dans les difficultés actuelles de British Energy (voir note 15 p. 30), qui est en outre confronté aux contraintes posées par un parc vieillissant. D'ici à 2010, le tiers des centrales nucléaires britanniques pourrait être arrêté (Source : *Les Echos*, édition du 9 Septembre 2002).

<sup>20</sup> A titre d'exemple, le producteur d'électricité TXU a ainsi retiré 1.233 MW de capacité.

<sup>21</sup> Deux réseaux interconnectés sont synchrones lorsque les oscillations qui caractérisent le courant électrique ont lieu simultanément sur les deux réseaux. Deux réseaux interconnectés synchrones forment en

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

En outre, contrairement aux autres pays scandinaves, le Danemark a libéralisé son secteur de l'électricité après 1996. Enfin, du fait d'une politique très volontariste de la part du gouvernement danois, les énergies renouvelables et en particulier l'éolien, y jouent un rôle très important. Le sujet mériterait donc à lui seul une étude approfondie qui n'a pas sa place dans ce mémoire.

L'évolution a été plus continue et moins heurtée qu'en Grande-Bretagne. Dans les trois pays, la loi a instauré une séparation entre la gestion du réseau de transport et les autres activités. La Finlande a même pris des dispositions législatives qui interdisent à un acteur quelconque de posséder plus de 25 % du réseau de distribution. Mais il n'y a pas eu de grand mouvement de privatisation, et des acteurs importants, comme Vattenfall en Suède et Fortum en Finlande, sont restés à capitaux publics.

Un mécanisme de marché boursier commun pour l'électricité, Nordpool, non obligatoire pour les échanges à l'intérieur de chaque pays mais de facto obligatoire pour les échanges entre les trois pays, a été mis en place. L'initiateur dans ce domaine a été la Norvège, qui organise un marché spot pour l'électricité à partir de 1993. En 1996 est créée la société Nordpool, entreprise de droit privé, filiale à 50 % des Gestionnaires de Réseau norvégien et suédois. La bourse de l'électricité finlandaise El-Ex a fusionné avec Nordpool en 1998.

Nordpool est formé de plusieurs marchés : un marché spot, sur lequel se négocient chaque jour des contrats de livraison standardisés pour le jour suivant, un marché à terme assis sur le prix de référence fourni par le marché spot, un marché des options et un marché « intra-day », limité à la Suède et à la Finlande. L'ajustement relève des compétences de chaque GRT et n'est pas traité conjointement. La liquidité est jugée satisfaisante et un quart des échanges « spot » environ est réalisé sur Nordpool.

Si ces différents points marquent une indiscutable convergence, la structure de l'offre demeure très différente entre ces trois pays. La Norvège est marquée par une prédominance des moyens de production hydroélectriques, avec un éclatement de l'offre en un grand nombre de producteurs indépendants. Ce pays compte plus de 600 producteurs de plus de 10 MW. Le plus important d'entre eux, Statkraft, représente un peu moins de 25 % de part de production, et le deuxième, Norsk Hydro, un conglomérat présent également dans la production d'aluminium et l'exploration pétrolière, environ 20 %. La production en Suède et Finlande est plus concentrée. Les trois principaux producteurs suédois, Vattenfall, Birka Energi (racheté par Fortum en 2002), et Sydkraft (E.ON), représentaient en 1999 respectivement 53 %, 19 % et 16 % de la production totale<sup>22</sup>. Fortum est le principal acteur sur le marché finlandais, et possède environ 36 % des capacités de production nationales.

Soulignons enfin que la libéralisation s'est accompagnée d'un mouvement assez net de baisse des prix. Ainsi, depuis l'ouverture complète, en septembre 1998, du marché finlandais, les prix de l'électricité ont diminué de 4 % environ pour les ménages et de 8 % environ pour les PME. En Suède, l'évolution pour les consommateurs domestiques a été plus mitigée, mais les prix pour les consommateurs industriels ont indiscutablement baissé. En Norvège, il est plus difficile de dégager une tendance, les prix variant fortement en fonction de la pluviométrie, du fait de la prépondérance de

---

première approximation un seul réseau. Les échanges entre deux réseaux asynchrones sont plus difficiles à réaliser, et passent pas des liaisons à courant continu.

<sup>22</sup> Source : Affaire N° COMP/M.2349, Décision de la Commission Européenne du 9 avril 2001.

## L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?

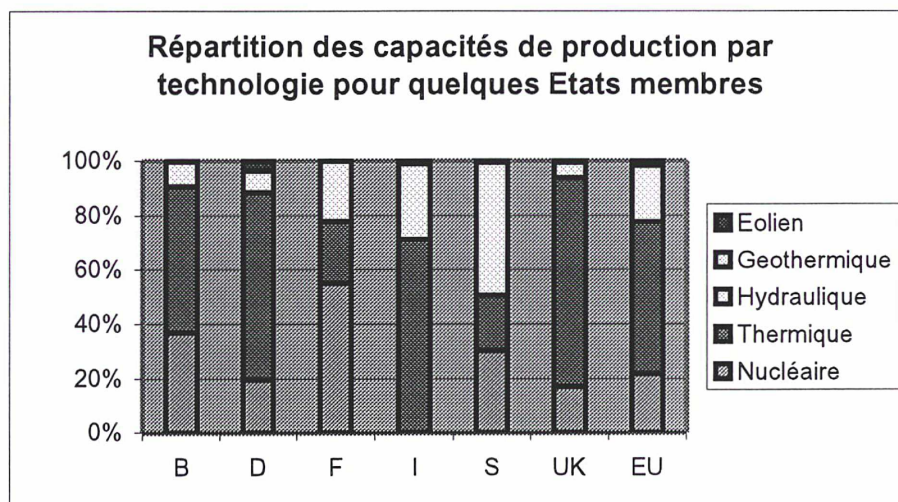
l'énergie hydraulique. Il est probable toutefois que l'intégration avec la Suède a permis d'éviter des pénuries et de lisser l'évolution des prix.

### *Des parcs très différents et des capacités d'interconnexions limitées*

Hétérogène sur le plan réglementaire et économique, l'Europe de l'électricité en 1996 l'est aussi en termes de choix technologiques. De plus, des limites physiques aux échanges entre les différents pays la divisent en zones bien distinctes.

Notons tout d'abord que certaines technologies ne sont évidemment pas accessibles sur l'ensemble du territoire européen. C'est en particulier le cas de l'hydraulique de lac ou « au cours de l'eau », qui dépendent bien sûr de la géographie. L'inégale répartition des ressources en combustibles - en particulier de gaz ou de charbon - a également incité les pays membres à choisir des stratégies différentes. Enfin, le développement de la filière nucléaire a également été très hétérogène. Certains pays, dont en particulier la France, ont décidé d'investir massivement dans cette technologie afin d'assurer leur indépendance énergétique nationale. A l'opposé, certains Etats membres ont dit « non » au nucléaire. C'est le cas de l'Autriche qui, dès 1978, a adopté par referendum une loi qui interdit la construction sur son territoire de centrales électriques utilisant la fission nucléaire<sup>23</sup>. Suite à l'émotion provoquée par la catastrophe de Tchernobyl, l'Italie a à son tour décidé de renoncer à cette technologie, et Enel a dû arrêter quatre centrales (1987)<sup>24</sup>.

Compte tenu de ce contexte, il n'est pas bien étonnant que le « technology mix » varie fortement entre les Etats Membres, comme on l'observe sur le graphe ci-après, qui donne les capacités installées pour quelques Etats membres (source : Eurostat, données pour 1999) :



*B : Belgique, D : Allemagne, F : France, I : Italie, S : Espagne, UK : Royaume-Uni, EU : Ensemble de l'Union Européenne.*

Les choix dans le développement du réseau de transport ont également été assez variés. Alors que la France s'est efforcée de construire son réseau de transport « au plus juste », l'Allemagne a des

<sup>23</sup> <http://www.antenna.nl/wise/400-1/3905.html>

<sup>24</sup> <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/italy.html>

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

moyens de transmission assez largement dimensionnés, que certains observateurs ont pu qualifier de « réseau plaqué or ».

L'interconnexion des réseaux européens s'est toutefois massivement développée après la seconde guerre mondiale. Pour coordonner cet effort et en particulier définir les règles techniques nécessaires au bon fonctionnement d'un système interconnecté l'UCPTE (Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité, devenue UCTE en 1999) fut ainsi créée dès 1951, dans la dynamique du plan Marshall.

L'objectif visé était alors moins le développement des échanges commerciaux que la mise en place d'un secours mutuel entre pays, même si l'idée d'une gestion optimisée du parc de production européen, exploitant notamment la complémentarité entre les sources d'énergie fossile et hydraulique, était présente dès l'origine. Chacun des pays concernés par des flux de transit ou par des flux de bouclage assurait la compensation des pertes sur son réseau. Généralement considérés comme une contrepartie aux nombreux avantages de l'interconnexion, les coûts engendrés par ces flux ne donnaient pas lieu à facturation.

A la veille de la libéralisation, la plupart des pays d'Europe Continentale étaient couverts par le réseau UCTE et en première approximation, on peut donc considérer que le réseau électrique sur toute cette zone était un seul et même réseau, connecté en outre au réseau britannique et au réseau scandinave par des liaisons sous-marines à courant continu. Dans un contexte libéralisé, ce réseau permet des échanges commerciaux transeuropéens, mais il n'a pas été créé ni dimensionné à cet effet. Nous verrons par la suite que cela n'est pas sans conséquence.

**Six ans après l'adoption de la directive, le « market design » est encore inachevé.**

***La transposition de la directive de 1996 a été un exercice assez long.***

Le Traité instituant la Communauté Européenne, prévoit que « Pour l'accomplissement de leur mission [...] le Parlement européen conjointement avec le Conseil, le Conseil et la Commission arrêtent des règlements et des directives [...]. » Le processus d'élaboration des règlements et des directives est à peu près le même : la Commission a l'initiative de l'élaboration du texte, qui est ensuite adopté par le Conseil, parfois en co-décision avec le Parlement, et parfois seul après consultation de ce dernier.

Le Traité précise la différence entre règlements et directives : « Le règlement a une portée générale. Il est obligatoire dans tous ses éléments et il est directement applicable dans tout Etat membre. La directive lie tout Etat membre destinataire quant au résultat à atteindre, tout en laissant aux instances nationales la compétence quant à la forme et aux moyens. »<sup>25</sup> En pratique, les règlements portent souvent sur des points techniques plus précis que les directives.

Dès le titre, la « directive 96/92/CE du Parlement Européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité » se place explicitement dans la perspective du « marché intérieur caractérisé par l'abolition, entre les Etats membres, des obstacles à la libre

---

<sup>25</sup> Article 249 du *Traité instituant la Communauté Européenne*. Les références à ce document correspondent à la version consolidée et à la nouvelle numérotation adoptée suite au Traité d'Amsterdam. Ce document est accessible sur : [http://www.europa.eu.int/eur-lex/fr/treaties/dat/ec\\_cons\\_treaty\\_fr.pdf](http://www.europa.eu.int/eur-lex/fr/treaties/dat/ec_cons_treaty_fr.pdf).

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

circulation des marchandises, des personnes, des services et des capitaux »<sup>26</sup> qui est un des objectifs du Traité. La logique peut se traduire sommairement de la façon suivante : comme les autres biens, l'électricité doit pouvoir être échangée à l'intérieur du marché intérieur. Jusqu'ici, ce secteur avait un statut particulier car il n'y avait pas de modèle de fonctionnement n'impliquant pas dans une large mesure les pouvoirs publics. Les exemples britannique et scandinave montrent qu'une part importante du secteur peut désormais évoluer dans un environnement concurrentiel, à condition que l'on prenne en compte les spécificités du secteur en mettant en place des règles appropriées. On peut donc envisager de construire un « marché intérieur de l'électricité », comme une partie du grand « marché intérieur » évoqué ci-dessus, en libéralisant les industries électriques nationales et en les encadrant par des instruments législatifs et réglementaires harmonisés.

Définir ce cadre législatif est l'une des ambitions de la directive. Celle-ci prévoit en particulier une séparation entre, d'une part la gestion du réseau de transport et de distribution et d'autre part les activités concurrentielles. Les Etats doivent en outre désigner les Gestionnaires des Réseaux de Transport et de Distribution, assurer si nécessaire une séparation comptable entre ces activités et d'autres activités que ces entreprises exerceraient, et garantir un accès des tiers au réseau non discriminatoire.

Le délai de transposition prévu par la directive courait jusqu'au 19 février 1999. En réalité, la plupart des Etats membres ont dépassé cette limite. Cette durée assez longue de transposition traduit des difficultés réelles de mise en œuvre de ce texte, ainsi que l'ampleur des enjeux politiques et économiques qui y sont liés. Certains pays, dont la France et l'Allemagne, ont d'ailleurs souvent insisté pour que le processus aille moins loin ou moins vite que ne le proposait la Commission.

Contrairement à ce qui se passe aux Etats-Unis (voir encadré 6), et même si elle laisse aux Etats membres la possibilité de choisir entre différentes possibilités, la libéralisation en Europe a cette particularité d'être une décision concertée impliquant l'ensemble des Etats membres, et pas simplement une tendance qui influe sur des initiatives indépendantes. Elle est aussi assez souvent qualifiée de plus lente ou de moins ambitieuse que ce qui se pratique aux Etats-Unis, tandis que certains observateurs ont beau jeu de rétorquer que l'Europe a jusqu'ici évité des crises comparables à celle qu'a subie la Californie à l'été 2001.<sup>27</sup>

### ***L'Europe de l'électricité reste encore très hétérogène.***

Six ans après l'adoption de la directive – mais seulement deux ans après l'achèvement de sa transposition dans les différents droits nationaux –, les frontières entre Etats membres sont encore bien visibles dans le paysage européen. De même que les « technology mix » n'ont pas beaucoup évolué depuis 1996, les limites physiques aux échanges d'électricité entre Etats membres sont également restées importantes.

---

<sup>26</sup> *Traité Instituant la Communauté Européenne*, Article 3 g).

<sup>27</sup> Comparer les évolutions de part et d'autre de l'Atlantique sort du cadre de cette étude. L'encadré 6 présente toutefois dans ses grandes lignes le secteur de l'électricité aux USA, afin de clarifier les allusions que nous y avons faites, en particulier au sujet de la tarification nodale, et que nous serons amenés à y faire par la suite.



**Encadré 6 : Un bref aperçu du secteur de l'électricité aux Etats-Unis**

L'étude de la libéralisation aux Etats-Unis sort bien évidemment du cadre de notre mémoire. Toutefois, il est nécessaire de donner quelques précisions sur l'évolution du secteur de l'électricité outre-atlantique, car celle-ci fournit un certain nombre de références utiles.

Les Etats-Unis n'ont pas adopté un cadre législatif à l'échelle fédérale analogue à la directive de 1996 pour l'Union Européenne, et c'est au niveau des Etats qu'ont été adoptées les lois libéralisant le secteur de l'électricité. Toutefois, le cadre mis en place par le Congrès ou par la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) a souvent joué un rôle d'incitation. Le Public Utility Regulatory Policy Act (PURPA), adopté par le Congrès en 1978, est ainsi souvent considéré comme l'élément déclencheur de la vague de libéralisation. Cette loi instaure pour les distributeurs d'électricité des obligations d'achats d'énergie renouvelable ou produite par de la cogénération et a ainsi favorisé le développement de marchés de gros pour l'échange de ce type d'électricité. Elle a en outre provoqué un écart assez net entre les prix régulés de l'électricité et les prix sur ces marchés de gros (de 1 à 3 en Californie ou dans le Nord-Est), qui a été un argument fort en faveur d'une libéralisation du secteur. Une étape nouvelle a été franchie en 1992, avec l'Energy Policy Act (EPACT), qui oblige les opérateurs propriétaires des réseaux à acheminer l'électricité de tous les producteurs vers les marchés de gros, même s'ils ne sont pas directement interconnectés.

La situation actuelle du secteur électrique américain se caractérise par une libéralisation mixte : des activités concurrentielles autour du marché de gros, et un niveau de régulation plus ou moins élevé en fonction des Etats, en particulier en ce qui concerne les clients finaux. Trois réseaux de transports principaux s'étendent sur le continent nord-américain : le « Eastern Interconnected », le « Western Interconnected » et le « Texas Interconnected ». Ces trois grandes zones sont subdivisées en zones plus petites, dont les limites ne recoupent pas exactement celles des Etats – par exemple PJM, évoqué plus en détails dans l'encadré 4.

La Californie, le Rhode Island et le Massachusetts ont été les premiers Etats à aller jusqu'à l'ouverture totale du secteur à la concurrence et c'est sans doute la Californie qui a été le plus loin et le plus vite dans ce domaine. Peut-être trop vite, au vu des importantes difficultés qu'a connu cet Etat à partir du printemps 2000 : pénurie d'offre impliquant des hausses de prix vertigineuses et même des coupures d'électricité. A l'été 2001, les pouvoirs publics y ont d'ailleurs été contraints de prendre des mesures d'urgence, et de retarder le processus de libéralisation.

Une analyse détaillée de la crise californienne sort du cadre que nous nous sommes fixé mais il faut souligner que cette crise s'explique en grande partie par des erreurs de régulation flagrantes et des incohérences dans le cadre législatif et réglementaire mis en place. L'instauration de prix plafonds pour les consommateurs a ainsi annulé l'effet des hausses de prix sur la demande, alors que des réglementations environnementales très strictes empêchaient toute augmentation de l'offre par la construction de nouveaux moyens de production. Des comportements de collusion entre les producteurs, visant à faire monter les prix, ont également été pointés du doigt.

Le contre-exemple de la Californie a indéniablement joué le rôle d'« épouvantail » et conduit beaucoup d'Etats à repousser la libéralisation de leur secteur de l'électricité. Aux Etats-Unis comme en Europe, la libéralisation du secteur n'est pas achevée.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

Notons tout d'abord que certains obstacles géographiques sont difficilement surmontables. Ainsi, les liaisons à courant continu sont les seules liaisons sous-marines envisageables et imposent l'installation d'équipements coûteux. Ceci a pour conséquence qu'une certaine séparation est inévitable entre l'Europe Continentale par exemple et les Iles Britanniques ou encore entre l'Europe Continentale et la Scandinavie.

En outre, si le réseau en Europe continentale est « un seul réseau », il paraît souvent sous-dimensionné par rapport à l'utilisation que souhaiteraient en faire les acteurs. Ainsi, certaines zones présentent de façon chronique des congestions. De tels « goulots d'étranglement » correspondent à des déséquilibres entre l'offre et la demande de part et d'autre, qui suscitent le désir d'échanger des quantités d'électricité supérieures à ce que les lignes peuvent effectivement transporter.

Ainsi, l'Europe Continentale éclate en plusieurs zones distinctes : une « plaque » franco-allemande, et un certain nombre de « péninsules électriques » adjacentes à celle-ci, et sur lesquelles la production d'électricité est souvent plus coûteuse. A la frontière entre cette « plaque » centrale et ces « péninsules électriques », les congestions sont inévitables.

La plupart des observateurs s'accordent à distinguer les zones suivantes<sup>28</sup> :

- Scandinavie : Danemark (zone Nord), Finlande, Norvège, Suède ;
- Royaume-Uni ;
- Plaque continentale : Allemagne, Autriche, Danemark (zone Sud), France, Suisse ;
- Benelux : Belgique, Pays-Bas ;
- Iles et péninsules électriques : Espagne, Italie, Luxembourg.

Si les prix sur les marchés de gros – prix hors transport – ont tendance à converger à l'intérieur de chaque zone, les différences entre les zones distinctes sont sensibles. Une comparaison peut être menée en considérant les indices de prix disponibles auprès de différentes sociétés spécialisées dans la publication de données sur les marchés de l'énergie, comme la société Platts – voir [www.platts.com](http://www.platts.com). Ces évaluations ne sont pas toutes strictement identiques, mais on obtient les ordres de grandeur suivants pour les prix à quelque mois d'un « ruban » d'électricité sur un trimestre (par exemple la livraison d'une puissance constante de quelques dizaines de MW pour tout un trimestre) :

- France, Allemagne : aux alentours de 25 ou 26 Euros le MWh ;
- Pays-Bas : 32 ou 33 Euros le MWh ;
- Espagne : aux alentours de 38 ou 39 Euros le MWh ;
- Italie : aux alentours de 42 Euros le MWh.

Les écarts de prix sont donc, on le voit tout à fait significatifs (jusqu'à 30 ou 40 %).

### ***L'harmonisation réglementaire est encore en cours***

A ces frontières techniques et économiques s'ajoutent des « lignes de fracture réglementaires ».

---

<sup>28</sup> Source : Commission de Régulation de l'électricité, *Rapport d'activité, juin 2002*.

## *L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?*

Cela est d'abord lié au fait que la libéralisation décidée en 1996 se présentait comme une étape dans un processus de libéralisation que les Etats membres pouvaient dans une certaine mesure réaliser « chacun à son rythme ». Le texte de la directive prévoyait certes que « tous les consommateurs finals consommant plus de 100 gigawatts par heure par an (par site de consommation et autoproduction comprise) » devaient être considérés comme « éligibles », c'est-à-dire dotés de la « capacité juridique de passer des contrats de fourniture d'électricité » sur le marché concurrentiel. Mais les Etats membres pouvaient se contenter d'une transposition a minima ou aller au-delà. De fait, alors que la France par exemple a choisi de suivre strictement le seuil établi par la directive, l'Allemagne a choisi une « ouverture à 100 % ».

A ces différences dans la portée du changement législatif s'ajoutent des différences réglementaires, dont l'harmonisation n'est pas achevée. Il est intéressant de regarder comment cette harmonisation se met en place, et quels sont les interlocuteurs qui interviennent dans ce processus.

La directive prévoyait la création de « mécanismes appropriés et efficaces de régulation, de contrôle et de transparence afin d'éviter tout abus de position dominante, au détriment notamment des consommateurs, et tout comportement prédateur ». La plupart des Etats membres ont mis en place un régulateur indépendant. Une exception notable est l'Allemagne, qui a choisi de confier la charge de réguler le secteur de l'électricité au Service Fédéral des Cartels (Bundeskartellamt). Ces différentes instances de régulation veillent au bon fonctionnement du système à l'intérieur de l'Etat membre correspondant, mais participent également à un certain nombre de mécanismes de coopération, grâce auxquels l'objectif visé par la directive doit demeurer la mise en place d'un marché intérieur unique, et non la naissance de quinze marchés libéralisés aux structures très différentes, ce qui renforcerait au contraire les particularités nationales. Un Forum de la Régulation de l'Electricité, dit « forum de Florence » a été mis en place pour faciliter ce processus. Ce forum réunit, autour de la Commission Européenne, des représentants des administrations nationales, du CEER (Council of European Energy Regulators, fondé en 2000), et de l'Association européenne des opérateurs de système de transport (ETSO, fondée en 1999).

Les travaux du forum visent à préparer et faciliter dans un cadre informel des décisions ou des propositions de nature technique, qui ont l'avantage d'être rapidement applicables par les autorités de régulation dans les Etats membres sans attendre une nouvelle directive. Jusqu'ici, ils ont surtout été ciblés sur les mécanismes de tarification du transport et la gestion des congestions aux frontières entre les Etats membres.

Nous avons déjà souligné qu'il s'agissait là d'une tâche difficile. Elle n'est pas encore complètement achevée.

L'une des premières difficultés est la redistribution des coûts liés aux « courants de bouclage », qui devient nécessaire du fait de l'intensification des échanges transfrontaliers. Une solution possible est l'instauration d'un « droit d'entrée » au passage de chaque frontière traversée par le trajet théorique de la livraison. Mais l'exemple que nous avons donné dans l'encadré 2 montre bien qu'un tel mécanisme ne reflète que très imparfaitement les coûts réels. En outre, ce mécanisme a le désavantage de distordre la concurrence, en introduisant une pénalité pour les contrats entre producteurs séparés par un nombre important de frontières – ce phénomène est appelé « pancaking ». La mise en place de règles plus équitables s'intègre en réalité dans la problématique plus large de l'hétérogénéité des tarifs de transport pratiqués dans les différents Etats membres. Le plus élevé de ces tarifs représente en effet 3,5 fois le plus faible et, même en supprimant les extrêmes, le rapport reste de

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

1 à 2<sup>9</sup>. La répartition entre tarif payé à l'injection et tarif payé au soutirage est également différente selon les pays. Le tarif d'injection varie de 0 (pour cinq pays de l'Union) à 2,32 Euros le MWh. Il va de soi que de telles différences ont un effet de distorsion sur la concurrence. Par exemple, les producteurs situés dans un pays qui a un tarif d'injection plus élevé que les autres sont désavantagés.

A l'issue du 8<sup>ème</sup> forum de Florence, les 21 et 22 février 2002, un accord a été trouvé sur un mécanisme provisoire de tarification transfrontalière, qui doit entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2003. Toutefois, cet accord n'inclut pas le délicat problème des congestions. La Commission Européenne a engagé une analyse de ce mécanisme afin de s'assurer de sa compatibilité avec la loi communautaire et a également proposé au Conseil un projet plus général de « Règlement sur les conditions d'accès au réseau et sur les échanges transfrontaliers d'électricité ».

Un nouveau projet de directive a également été présenté par la Commission. Ce projet se place dans la lignée de la directive de 1996 et de la directive 98/30/CE, « concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel ». L'étude de la libéralisation dans le secteur gazier sort du cadre de notre étude, mais quelques précisions à ce sujet sont ici nécessaires. Le secteur du gaz naturel en Europe était, comme le secteur de l'électricité, très largement dominé par les acteurs publics. Sa libéralisation ressemble par bien des aspects à la libéralisation du secteur de l'électricité. Elle a été engagée suite à la directive de 1998, pose des problématiques semblables d'accès des tiers au réseau, s'intègre de la même manière dans un objectif d'achèvement du marché intérieur. Il y a toutefois des différences notables. Alors que la production d'électricité est réalisée pour l'essentiel sur le territoire de l'Union, une grande partie du gaz naturel consommé en Europe est achetée à des pays extérieurs à l'UE, comme la Russie ou l'Algérie. Cet état de fait implique des contraintes d'ordre géopolitique qui se présentent moins sur le secteur de l'électricité. En revanche, le transport du bien « gaz naturel », dont le stockage est en outre coûteux mais possible, pose moins de difficultés que le transport de l'électricité.

Il y a un certain nombre de bonnes raisons pour traiter les deux libéralisations en parallèle, dont la plus évidente est le développement de la filière gaz-vapeur. 22 % du gaz naturel actuellement vendu en Europe est destiné à la production de l'électricité. Certaines projections suggèrent que ce pourcentage pourrait monter à 30 ou 40 % en 2020. Rappelons en outre que le combustible constitue les deux tiers des coûts complets d'une centrale de ce type. Certains analystes considèrent ainsi que le « cordon ombilical » qui relie le prix du gaz au prix du pétrole pourrait être coupé dans les années à venir, et que le prix du gaz naturel s'établira dans une large mesure en fonction d'un « spark spread » avec le prix de l'électricité. Outre cette convergence due aux évolutions technologiques dans le secteur de la production, il faut souligner que, au niveau de la commercialisation au consommateur final, gaz et électricité sont des biens assez semblables et parfois substituables. Ce phénomène de convergence entre gaz et électricité mérite une analyse approfondie, et nous reviendrons sur ce point par la suite.

Les textes proposés par la Commission peuvent encore être remaniés et il nous paraît préférable, plutôt que de les analyser en détail, de nous attarder sur les conclusions du Conseil Européen de Barcelone. Celui-ci s'est tenu sous présidence espagnole les 15 et 16 mars 2002 et a défini les orientations qui vont guider la politique de l'Union Européenne dans le secteur de l'énergie.

---

<sup>29</sup> Source : *Cross Border Tarification. Discussion Paper : Harmonisation of G and L*, présenté par la Commission Européenne (DG TREN) au 8<sup>ème</sup> forum de Florence, accessible à l'adresse :

[http://www.europa.eu.int/comm/energy/en/elec\\_single\\_market/florence-8/pres-tarification.pdf](http://www.europa.eu.int/comm/energy/en/elec_single_market/florence-8/pres-tarification.pdf)

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

Les conclusions de la présidence soulignent entre autres que le Conseil des chefs d'Etats et de gouvernements « engage le Conseil et le Parlement européen à adopter, dès que possible en 2002, les propositions en instance concernant la phase finale de l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz ». En particulier, sont prévus :

- un « libre choix du fournisseur pour tous les consommateurs européens autres que les ménages à partir de 2004 pour l'électricité et pour le gaz »,
- « une décision sur d'autres mesures tenant compte de la définition des obligations de service public, de la sécurité d'approvisionnement et, en particulier, de la protection des régions reculées et des groupes les plus vulnérables de la population »,
- « la dissociation entre la transmission et la distribution, d'une part, et la production et l'approvisionnement, d'autre part »,
- « l'accès non discriminatoire au réseau pour les consommateurs et les producteurs, sur la base de tarifs transparents et publiés »,
- « la mise en place, dans chaque Etat membre et dans le cadre réglementaire adéquat, d'un organisme régulateur en vue d'assurer, en particulier, le contrôle effectif des conditions de fixation des tarifs ».

Le texte prévoit également que le Conseil Européen parvienne à un accord, au plus vite en 2002, sur un « système de fixation des tarifs pour les transactions internationales concernant l'électricité, y compris la gestion des encombrements » et fixe un certain nombre d'objectifs en matière d'aides au développement des Réseaux Transeuropéens d'Energie.

L'ensemble de ces objectifs va guider la rédaction du texte définitif de la directive et du règlement actuellement en préparation. Il est en tous cas évident que ce texte s'inscrit dans la continuité des orientations prises dans la directive de 1996. Il nous semble témoigner qu'un bouleversement politique est sans doute à exclure sur ce point, au moins à moyen terme, que ce soit dans le sens d'une remise en cause des options fondamentales prises en 1996 ou dans le sens d'une accélération brutale du processus. Le « marché intérieur de l'électricité » reste donc la cible que s'est fixée l'Union Européenne, et sa réalisation continue à progresser pas à pas.

### ***Bilan***

L'analyse que nous venons d'effectuer nous amène en tout état de cause à considérer que le marché intérieur de l'électricité n'est pas encore une réalité. De fait, comme nous le verrons par la suite, l'analyse de la Commission lors des différents mouvements de concentration qu'a connu le secteur l'a toujours amenée à considérer que les marchés correspondants restaient nationaux. Choisir une étendue géographique adaptée à l'étude que nous menons n'est donc pas chose facile. Si nous voulons dessiner une vision réaliste de l'organisation industrielle vers laquelle l'Europe de l'électricité se dirige, il nous faut trouver un compromis entre une description d'un marché complètement unifié, qui serait encore très largement utopique, et un éclatement en une multitude de monographies indépendantes consacrées à tout ou partie des quinze pays de l'Union, qui passerait sous silence un indiscutable mouvement de convergence.

Comme nous l'avons indiqué en introduction, nous avons choisi de nous intéresser à l'« Europe Continentale ». Il convient de préciser ce terme et de justifier ce choix.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

Par « Europe Continentale », nous entendons l'ensemble des pays suivants : Allemagne, Autriche, Belgique, Espagne, France, Italie, Pays-Bas, Portugal<sup>30</sup>. Bien qu'elle ne fasse pas partie de l'Union Européenne, nous nous intéresserons également à la Suisse, qui se trouve au cœur de cette zone. Enfin, il sera instructif de donner un aperçu de la situation dans les pays candidats à l'entrée dans l'Union Européenne, et en particulier la Hongrie, la Pologne, la République Tchèque et la Slovaquie.

Deux faits, que nous venons de définir plus en détail, ont guidé notre choix :

- Sur le plan législatif et réglementaire, ces pays ont des destins parallèles, puisqu'ils ont connu leur libéralisation suite à la directive de 1996.
- Même s'il subsiste de nombreux goulots d'étranglement, il est indéniable que le développement des interconnexions entre ces pays est plus facile et moins onéreux que lorsqu'il s'agit de relier des zones par des liaisons sous-marines.

Ce découpage ne nous empêchera toutefois pas de regarder vers d'autres pays européens ou en dehors de l'Europe, à titre de comparaison et pour essayer de deviner à la lumière de ces autres exemples les évolutions prévisibles sur la zone qui nous intéresse.

Nous pouvons maintenant considérer que le décor est planté. Si nous avons consacré beaucoup de place à ce chapitre, c'est qu'il était nécessaire de présenter un certain nombre de données factuelles sur lesquelles nous appuyer pour la suite de notre raisonnement. Surtout, il était important de montrer que le cadre réglementaire et législatif constituait bien « un cadre » pour notre étude, en ce sens qu'il évolue beaucoup plus lentement que les acteurs industriels, sur lesquels nous allons maintenant nous pencher avec plus d'attention.

---

<sup>30</sup> Le Luxembourg importe 95 % de son électricité et l'inclure dans notre étude ne modifie les résultats que de façon marginale.

## **CHAPITRE II : L'EMERGENCE DE « GEANTS EUROPEENS DE L'ELECTRICITE »**

### **Le mouvement de consolidation**

---

#### **Les principales opérations**

*La libéralisation ne s'est pas accompagnée d'une action autoritaire sur la structure des entreprises.*

En Europe Continentale, la transposition de la directive de 1996 ne s'est pas toujours accompagnée d'un éclatement autoritaire de la chaîne de valeur, comme cela avait été le cas en Angleterre. La séparation entre la gestion du réseau de transport et les autres activités n'a presque jamais été jusqu'à la séparation juridique. Même dans des pays qui, comme l'Allemagne, ont choisi d'ouvrir juridiquement la totalité du marché à la concurrence, le réseau de distribution n'a pas été nettement séparé des autres activités.

A fortiori, les Etats membres de cette zone n'ont en général pas imposé à leurs électriciens de désinvestissements en moyens de production. L'Italie fait ici exception. Le décret Bersani, publié le 31 mars 1999, interdit en effet à toute société d'avoir plus de 50 % du total production + importations d'électricité. Enel - dont l'Etat italien est actionnaire à 68 % - doit donc vendre au moins 15 GW de capacité avant le 1er janvier 2003. Les actifs correspondants ont été placés dans trois sociétés séparées : Eurogen (7 GW), Elettrogen (5,4 GW) et Interpower (2,6 GW). Eurogen et Elettrogen ont déjà été vendues. A l'occasion du rachat de l'opérateur de télécommunications Infostrada par Wind, filiale de Enel active dans le secteur des télécommunications, et France Télécom, les autorités italiennes chargées de la concurrence ont en outre imposé la cession d'au moins 5.500 MW supplémentaires. Enel a fait appel de cette décision, sur les motivations de laquelle nous reviendrons par la suite. Le décret Bersani impose enfin la cession de quelques réseaux de distribution appartenant à Enel.

Ce contre-exemple mis à part, l'Europe de l'électricité a plutôt vécu, à l'inverse, un mouvement de consolidation de grande ampleur. Le tableau 1 recense à titre d'exemple les principales opérations dans les secteurs de l'électricité, entre 1998 et 2002, et les volumes correspondants. Les organes de contrôle des concentrations au niveau national ou européen ont bien entendu parfois freiné ce mouvement en imposant un certain nombre de cessions d'actifs, et nous reviendrons sur ce point au cas par cas.

Les opérations recensées dans le tableau 1 (qui ne concerne que les opérations « entre électriciens ») peuvent être regroupées en trois sous-ensembles que nous allons analyser plus en détail :

- des consolidations purement nationales,
- une croissance paneuropéenne pour certaines sociétés,
- la constitution de groupes multi-énergies et multiservices.

## L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?

**Tableau 1 : Les principales opérations d'acquisition de sociétés**

Acheteur	Cible	Année	Montant de l'opération (milliards d'Euros)
London Electricity (EDF)	Seaboard	2002	2,2
RWE	Innogy	2002	8,5
Edison	Eurogen	2002	3,7
EDF	East Anglian Network (TXU)	2002	1,7
Vattenfall	BeWAG	2001	1,8
E.ON	Sydkraft	2001	8,1
E.ON	Powergen	2001	15,5
HEW	VEAG	2001	5,5
Italenergia	Edison /Montedison	2001	5
Endesa /BSCH / ASM	Elettrogen	2001	3,7
EnBW / EDP / Cajastur	Hidrocantabrico	2001	5
Enel	Viesgo	2001	2,1
EDF	EnBW (34 %)	2001	NC
RWE	VEW	2000	Environ 4
Electrabel + ING	Epon	2000	2,17
Vattenfall	HEW	1999/2000	NC
EDF	London Electricity	1998	2,7

Source : Les Echos

### *Des consolidations nationales*

Il va de soi que ce premier type de consolidation concerne des pays dans lesquels le niveau de concentration était assez faible en 1996.

C'est le cas en particulier de l'Allemagne.

Les deux principales concentrations ont réuni, d'une part RWE et VEW et d'autre part VEBA et VIAG. Ces deux fusions ont été à peu près concomitantes. VEBA et VIAG ont annoncé leur intention de fusionner en septembre 1999, tandis que l'annonce de la fusion entre RWE et VEW a eu lieu en février 2000. La fusion VEBA/VIAG a été considérée comme ayant une « dimension communautaire » au sens de la législation européenne sur le contrôle des concentrations - voir encadré 7 -, et a donc été notifiée à la Commission Européenne. Cela n'a pas été le cas pour la fusion RWE/VEW, qui a été soumise au contrôle du Bundeskartellamt.



**Encadré 7 : Le contrôle des concentrations dans l'Union Européenne**

Afin de clarifier les exemples qui interviennent dans le corps du présent mémoire, il est utile de rappeler brièvement le fonctionnement du contrôle communautaire des concentrations.

Le contrôle des concentrations permet aux autorités chargées de la concurrence d'interdire à des sociétés d'acquérir des actifs lorsqu'une telle acquisition a un effet particulièrement néfaste sur l'intensité de la concurrence dans le secteur concerné. Les Etats-Unis sont le premier pays à avoir mis en place un tel contrôle, par la promulgation en 1914 du Clayton Act, qui interdit à toute entreprise d'acquérir des actions émises par une autre société ou une part des actifs de celle-ci lorsque « l'effet de cette acquisition peut être de diminuer la concurrence de façon substantielle ou de tendre à la création d'un monopole ».

Le règlement n° 4064/89 du 21 décembre 1989 a, pour la première fois, doté la Communauté Européenne d'un véritable instrument de contrôle des concentrations transnationales. Ce règlement a été amendé par le règlement n° 1310/97 du 30 juin 1997.

Ces deux règlements s'appliquent aux concentrations « de dimension communautaire ». Une concentration est de dimension communautaire à partir du moment où les entreprises concernées dépassent, collectivement et individuellement, une certaine taille en termes de chiffre d'affaires (les seuils sont fixés par le règlement), sauf si toutes les entreprises concernées réalisent plus des deux tiers de leur chiffre d'affaires total dans la Communauté à l'intérieur d'un seul et même Etat membre.

Les opérations de concentration de dimension communautaire doivent être notifiées à la Commission Européenne. Celle-ci doit alors évaluer dans quelle mesure elles sont compatibles avec le marché commun. En particulier, le règlement prévoit que « les opérations de concentration qui créent ou renforcent une position dominante [...] doivent être déclarées incompatibles avec le marché commun. ».

Une position dominante est définie par la jurisprudence de la Cour de Justice Européenne comme « une situation de puissance économique détenue par une entreprise qui lui donne le pouvoir de faire obstacle au maintien d'une concurrence effective sur le marché en cause, en lui fournissant la possibilité de comportements indépendants dans une mesure appréciable vis-à-vis de ses concurrents, de ses clients et, finalement, des consommateurs » (Arrêt « Hoffmann-La Roche », 1979). Une part de marché élevée (par exemple de plus de 60 %) est souvent considérée comme la preuve qu'une entreprise possède une position dominante. Un point critique est bien sûr ici la détermination du « marché en cause », ou « marché pertinent », dont il faut déterminer quels produits il concerne et quelle est son extension géographique.

Lorsque les conditions d'un marché dominé par quelques entreprises sont telles qu'il est rationnel pour ces dernières de se comporter comme si elles étaient regroupées dans une seule entreprise en position dominante, et ce sans que les entreprises aient besoin de mettre en place des mécanismes de coordination explicites, on parle de position dominante collective. La jurisprudence de la Cour de Justice confirme que l'établissement ou le renforcement d'une position dominante collective était interdit par le Règlement sur le contrôle des concentrations, et a peu à peu précisé les preuves requises.

Au terme d'une procédure qui prévoit un plus ou moins grand nombre d'échanges de vues entre les parties et la Commission, cette dernière peut :

- purement et simplement interdire l'opération,
- décider qu'elle est compatible avec le Marché Commun et l'autoriser,
- décider qu'elle est compatible avec le Marché Commun, éventuellement sous la condition que les entreprises concernées apportent au projet un certain nombre de modifications, qu'elles peuvent d'ailleurs avoir elles-mêmes proposées.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

Dans les deux cas, l'opération a été approuvée sous conditions, et le raisonnement suivi par les autorités de la concurrence a été à peu près le même. Attardons-nous un moment sur l'accord conclu entre la Commission Européenne et E.ON le 13 juin 2000.

Pour le secteur de l'électricité<sup>31</sup>, le marché pertinent (voir encadré 7) a été défini comme la production d'électricité livrée au niveau du réseau de transport, le marché géographique pertinent étant considéré comme national. Les justifications avancées s'appuient largement sur les spécificités du marché allemand, les limites des interconnexions avec les autres pays européens, et les avantages que les différents acteurs ont hérités de la situation antérieure à la libéralisation.

La Commission a considéré que la concentration envisagée permettait, sur ce marché, la création d'une position dominante collective (voir encadré 7), exercée par E.ON et RWE - et ce, que la fusion prévue entre cette dernière entreprise et VEW se réalise ou pas. La décision soulignait en particulier que la tendance « naturelle » à la collusion qui caractérisait le secteur de l'électricité - nous reviendrons sur ce point par la suite - était ici exacerbée par des jeux de participation croisée entre les entreprises. L'autorisation de fusion n'a donc été accordée que suite à un certain nombre d'engagements pris par les parties, comprenant la vente de participations minoritaires dans des concurrents potentiels, ainsi que la décision de ne plus faire payer le « T-Komponent », un tarif spécifique que les entreprises utilisant le réseau de transport allemand devaient acquitter lorsque le trajet de livraison traversait la frontière nationale ou une frontière interne séparant zone Nord (les zones de VEAG, Preussenelektra, VEW, HEW et BEWAG) et zone Sud (RWE, EnBW, Bayernwerk). Ce tarif supplémentaire a été considéré par la Commission comme un handicap important à la vente d'électricité en dehors des zones historiques de commercialisation et donc comme un obstacle à la concurrence provenant d'acteurs autres que les acteurs historiques - ou entre les acteurs historiques eux mêmes.

En Espagne également, les autorités espagnoles ont récemment freiné le mouvement de consolidation entamé au début des années 1990. Elles ont en particulier interdit la fusion entre Endesa et Iberdrola, considérant que le regroupement entre le premier et le deuxième producteur d'électricité (qui représentent respectivement environ 40 % et 30 % du marché, tant en production qu'en vente) permettrait d'établir une position dominante. Elles ont également refusé d'entériner le projet de fusion Hidrocantabrico et Union Fenosa, le troisième et le quatrième électricien du marché espagnol, sur lequel ils représentaient environ 20 % de l'offre.

### ***Des stratégies de croissance paneuropéenne***

Un certain nombre d'acquisitions a également été effectué par-delà les frontières nationales, souvent dans un deuxième temps, après une consolidation nationale. Une des premières opérations a été le rachat d'EPON (Pays-Bas) par Electrabel en 1999. Elle a été suivie par beaucoup d'acquisitions de ce type.

E.ON, RWE et EDF ont ainsi acquis des positions sur le marché britannique. Les principales opérations sont le rachat du REC London Electricity par EDF (1998), celui d'Innogy (ex- National Power) par RWE (2001) et celui de Powergen par E.ON (2002). La Commission Européenne a jugé

---

<sup>31</sup> VEBA et VIAG étaient actives dans bien d'autres secteurs que l'électricité, qui ne nous intéressent pas ici, mais qui sont bien sûr également pris en compte dans la décision.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

que ces concentrations ne permettaient pas l'émergence d'une position dominante sur le marché britannique, et les a donc autorisées sans contrepartie.

En Allemagne, dans le cadre du rachat d'EnBW par EDF<sup>32</sup>, la Commission s'est en fait surtout intéressée aux conséquences de l'opération sur le marché français, et plus précisément sur le marché de la vente d'électricité aux clients éligibles en France. L'analyse menée conclut que EDF est dans une situation de position dominante sur ce marché et que EnBW était l'un de ses concurrents potentiels. L'opération a donc été considérée comme susceptible de renforcer encore la position dominante de l'électricien français. Elle a finalement été autorisée en contrepartie de l'engagement pris par EDF de garantir la totale indépendance de la Compagnie Nationale du Rhône (CNR), un producteur d'électricité français qui dispose sur le Rhône d'une capacité installée en électricité hydraulique de 2,9 GW, et de céder 6.000 MW de capacité de production sous la forme de « centrales virtuelles ».

Ces « centrales virtuelles » sont définies par la décision comme « une option d'achat d'électricité à EDF ». L'achat de x MW de capacité mise aux enchères comme « centrale virtuelle » donne le droit d'exiger à tout instant – à condition de respecter un préavis d'un jour - la livraison de x MW par EDF, à un prix qui reflète le coût variable de la centrale. Au total, ces divers moyens de production représentaient plus du tiers du marché des clients éligibles en France à l'époque.<sup>33</sup> La décision prévoit que les « centrales virtuelles » doivent être vendues pour une durée de cinq ans, une prolongation de ce système pouvant être exigée par la Commission une fois cette durée écoulée, dans le cas où le niveau de la concurrence sur le marché français ne serait pas satisfaisant.

L'électricien suédois Vattenfall a également pris une position importante en Allemagne, en achetant HEW, VEAG et BEWAG. Ces acquisitions ont été autorisées sans contrepartie par la Commission Européenne. Il en va de même de l'acquisition de Sydkraft, le deuxième producteur d'électricité suédois, par l'électricien allemand E.ON en 2001.

En Espagne, l'opération pour laquelle la Commission Européenne a imposé les restrictions les plus importantes est le rachat de l'électricien espagnol Hidrocantabrico, une société qui possède essentiellement des centrales hydrauliques, par un consortium regroupant entre autres EnBW. L'autorisation, accordée le 19 mars 2002, a ainsi été assortie d'un engagement d'EDF/RTE à augmenter les capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne. La Commission a en effet considéré qu'EDF contrôlant EnBW (voir ci-dessus), la concentration prévue allait dissuader l'électricien français de concurrencer les acteurs présents sur le marché de gros de l'électricité en Espagne, sur lequel ils bénéficient d'une position dominante collective. L'augmentation des capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne, favorisant les exportations d'EDF en Espagne, a été considérée comme suffisante pour compenser les effets anticoncurrentiels de la concentration. La vente de Viesgo par Endesa à Enel a, en revanche, été autorisée sans contrepartie, ce qui paraît logique puisqu'elle permet de renforcer, en l'appuyant à un groupe étranger puissant, un concurrent de petite taille dans un marché espagnol très concentré<sup>34</sup>.

---

<sup>32</sup> Affaire N°COMP/M.1853, Décision de la Commission du 7 février 2001.

<sup>33</sup> La Commission avait également identifié des risques liés à un renforcement de la position d'EDF en Suisse, qui était renforcée par l'opération, ce qui limitait la concurrence potentielle à EDF sur le marché français.

<sup>34</sup> Affaire N° COMP/M.2620, Décision de la Commission du 20 novembre 2001.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

Les désinvestissements imposés par les autorités européennes ou nationales, par voie législative ou comme contrepartie à l'autorisation d'une concentration, ont également permis à de grands électriciens de mettre un pied en dehors de leurs frontières. Elettrogen a ainsi été achetée par un consortium comprenant Endesa et BSCH, tandis que Eurogen l'a été par Edison, elle-même contrôlée par Italenergia.<sup>35</sup> Cette dernière société est un consortium regroupant Fiat et EDF, mais Fiat en est l'actionnaire de référence.

En France, EDF est en voie de se désengager des producteurs indépendants d'électricité, sur lesquels il n'exerce plus de contrôle opérationnel. Outre la CNR, déjà évoquée, il s'agit de la SNET (Société Nationale d'Electricité et de Thermique), créée en 1995 pour regrouper les activités électriques du groupe Charbonnages de France. La CNR a conclu un partenariat commercial avec l'électricien belge Electrabel, au sein d'une société commune, Energie du Rhône, dont le capital est détenu à 51 % par la CNR et à 49 % par Electrabel. Endesa est devenu actionnaire de la SNET à hauteur de 30 % et a annoncé son intention d'augmenter sa participation pour devenir majoritaire dans le capital de cette société. L'identité des entreprises qui ont acheté les « centrales virtuelles » mises aux enchères par EDF conformément à l'engagement pris à l'occasion du rachat d'EnBW n'a en revanche pas été rendue publique.

Les synergies dégagées par une fusion transnationale sont a priori beaucoup plus faibles que celles que permet l'union de deux acteurs présents dans le même pays, voire dans des zones très proches, comme REW et VEW par exemple. Les arguments avancés par les entreprises pour convaincre les analystes qu'elles ont raison de vouloir se « marier » mettent de fait plutôt en relief l'impact des différentes politiques de libéralisation. Avec la fin de la protection juridique dont ils bénéficiaient, les anciens monopoles locaux s'attendent à voir leur part de marché diminuer dans leurs pays respectifs. Il est donc logique qu'ils aillent « chercher ailleurs », c'est-à-dire en dehors de leurs frontières. Pour beaucoup d'entre eux, une phase d'apprentissage est en outre nécessaire avant d'être capables d'évoluer efficacement dans un environnement libéralisé. Acheter des entreprises qui connaissent ce type d'environnement depuis plus longtemps, par exemple en Grande-Bretagne, est aussi un moyen d'acquérir ces compétences.

Ce souhait de « grossir » que manifestent les différents électriciens peut également être considéré sous l'angle d'un jeu complexe entre acteurs industriels et pouvoirs publics : être présent dans de nombreux pays permet de « lisser le risque réglementaire ».

Enfin, et c'est peut-être le mécanisme déterminant, se positionner en leader sur le marché permet de bénéficier d'une certaine prime vis-à-vis des investisseurs, en devenant une « valeur de référence » d'un « secteur européen de l'électricité » en gestation.

### ***Redéfinir son « cœur de métier »***

Nous avons vu qu'un bon nombre d'électriciens européens appartenait en réalité à des groupes diversifiés - EDF étant une exception notable, du fait du « principe de spécialité » qui régit l'activité des Etablissements Publics Industriels et Commerciaux en France. La plupart de ces sociétés se recentrent aujourd'hui sur un « cœur de métier » plus ou moins resserré, dans lequel on retrouve,

---

<sup>35</sup> Ces deux achats ont été autorisés par la Commission Européenne sans imposer de conditions supplémentaires. Notons que dans le cas d'Eurogen, le fait que Fiat (et non EDF) soit l'actionnaire de référence a été un élément important de la décision.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

outre l'électricité, le gaz, parfois le pétrole, souvent l'eau, les déchets et les métiers de services à l'énergie.

L'exemple d'E.ON est à ce titre assez instructif. Ce groupe a vendu une liste impressionnante de filiales au cours de ces trois dernières années, dans les domaines qui ne correspondent pas à son « cœur de métier ». E.ON a ainsi vendu ses participations dans : VEBA Oel (pétrole), MEMC (électronique), Klöckner & Co (métaux), Schmalbach-Lubeca (packaging), Gerresheimer Glas (verrière), VEBA Electronics, VAW aluminium, et, dans le secteur des télécommunications, dans E-Plus, Cablecom, VIAG Interkom et Orange Communications.

E.ON est encore actionnaire du groupe chimique Degussa à hauteur de 64.6 % (en passe d'être cédé), de VEBA Oel (49 %), de Viterro (100 %, BTP), des opérateurs de téléphonie mobile Connect Austria ONE (50,1 %) et Bouygues Télécom (17.5 %), et de Stinnes (distribution, logistique, 65,4 %). Le groupe a clairement annoncé son intention de poursuivre son désengagement dans ces sociétés. Il souhaite se concentrer sur les secteurs des « utilities » (gaz, électricité et eau) en continuant des acquisitions pour consolider une position de tête en Europe et établir une position mondiale solide<sup>36</sup>. Soulignons que, comme en témoigne son rachat du gazier Ruhrgas, en cours d'examen par les autorités de la concurrence allemandes, E.ON n'entend bien sûr pas se cantonner au secteur de l'électricité.

RWE suit une politique comparable, et devrait se séparer de ses participations dans le groupe de BTP Hochtief (12 milliards d'Euros de chiffre d'affaires en 2001) et dans le fabricant de systèmes d'impression Heidelberger Druckmaschinen (machines d'impression, 930 millions d'Euros de chiffre d'affaires au premier trimestre 2002). Ces ventes d'activités sont en outre nécessaires du fait même de la politique d'expansion du groupe dans son cœur de métier. Au cours des neuf derniers mois, RWE a en effet effectué de nombreuses acquisitions dans le domaine des « utilities ». Ainsi, le groupe allemand, qui se présente volontiers comme « One Group / Multi Utilities » a racheté Thames Water (eau) pour 7,1 milliards d'Euros, Innogy (électricité) pour 8,5 milliards d'Euros et le gazier tchèque Transgas pour 4,1 milliards d'Euros.

Le groupe Suez, auquel appartient Tractebel, suit, depuis 1997, une stratégie de ce type. Né de la fusion entre la Compagnie de Suez et la Lyonnaise des Eaux en 1997, il est le produit d'une intense activité de cessions et acquisitions au cours des années 80 et 90. La Lyonnaise des Eaux possédait d'importants actifs dans les domaines de l'eau et des travaux publics depuis sa fusion avec DUMEZ en 1990. L'entreprise était également le premier cablo-opérateur de France depuis 1995. De son côté, La Compagnie de Suez s'était recentré sur les services financiers et l'industrie entre 1990 et 1995 avant de céder la banque Indosuez en 1996. Suez-Lyonnaise a alors pris le contrôle de la Société Générale de Belgique en 1998, qui contrôlait Tractebel-Electrabel depuis 1996. Depuis, le nouveau groupe a clairement amorcé son recentrage vers les métiers de l'énergie, de l'eau et de la propreté en créant des filiales spécialisées. Récemment, Suez a cédé sa part dans TPS et se séparera à terme de son pôle communication, comme de ses autres actifs non stratégiques (participations dans Axa, TotalFinaElf, Fortis, etc.).

En revanche, Enel et Endesa ont à ce jour conservé leurs activités dans le secteur des télécommunications. Il est vrai que ces groupes n'ont pas mené une politique d'acquisition aussi

---

<sup>36</sup> Source : E.ON, *Rapport annuel 2001*, consultable sur : [http://www.eon-ag.com/onlineres/common/download/GB2001\\_E\\_komplett.pdf](http://www.eon-ag.com/onlineres/common/download/GB2001_E_komplett.pdf)

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

agressive que les groupes allemands et n'ont pas besoin, comme RWE, de se séparer de ces activités pour réduire leur dette. Certains d'entre eux ont un instant envisagé de profiter des synergies possibles entre ces activités, en proposant à leurs clients des contrats multiservices comprenant l'électricité, le gaz et les télécommunications. Soulignons toutefois que les rapports annuels de ces entreprises sont assez discrets sur ce point, et que nombre d'analystes considèrent que les télécommunications n'ont pas leur place dans les portefeuilles d'activités de ces sociétés<sup>37</sup>.

Il faut d'ailleurs souligner que certains observateurs émettent de sérieuses réserves sur la validité des modèles « multi-utilities » et considèrent que ces regroupements d'activités ont été entrepris parfois plus parce qu'il « fallait » dépenser des trésors de guerre que parce que la logique industrielle sous-jacente était claire aux yeux des acteurs. Nous reviendrons sur ce point dans la suite de l'étude.

### **Une typologie des nouveaux acteurs**

#### ***Un horizon stratégique clair ?***

L'inquiétude des analystes à laquelle nous faisons référence en conclusion de la précédente section est nourrie par le niveau de prix auquel se sont échangés les actifs.

Notons tout d'abord leur hétérogénéité, qui n'a rien d'anormal en soi. Les prix des centrales varient du simple au double selon la période d'achat et le nombre de candidats à l'achat. L'Angleterre étant sans doute le pays en Europe où le marché de rachat d'actifs est le plus liquide, c'est dans ce pays qu'on trouve les exemples les plus significatifs. Ainsi, en mars 2000, London Electricity a racheté à Enron la centrale gaz-vapeur de Sutton Bridge pour un prix moyen de 923 Euros par kW de puissance installée. En juillet 2001, une centrale de même technologie à Peterborough était vendue par TXU Europe à Centrica pour 549 Euros par kW. De même, le prix des centrales au charbon a varié entre 325 Euros le kW (centrale de Cottam rachetée par London Electricity à Powergen en octobre 2000) et 721 Euros le kW (centrale de Drax vendue en septembre 1999 par National Power à AES).

Ces différences d'évaluation pour des moyens de production similaires ont deux causes, fortement liées l'une à l'autre : les acteurs n'ont pas les mêmes objectifs financiers et ils n'ont pas non plus la même stratégie.

Les objectifs financiers des électriciens dépendent de leur actionnariat. Enel, EDF et Vattenfall ont un actionnariat public. RWE et E.ON ont un actionnariat privé mais sont très largement soutenus par les Landesbanken, banques allemandes d'implantation régionale qui entretiennent des liens étroits avec les Länder. Or, il semble souvent que l'Etat actionnaire ait des critères de rentabilité plus bas que des actionnaires privés. Les garanties publiques dont bénéficient certains groupes leur permettent en outre d'avoir un coût de l'endettement plus faible. En général, on constate donc que les groupes les plus fortement liés aux pouvoirs publics ont été en mesure de proposer des prix d'actifs plus élevés que des groupes purement privés.

---

<sup>37</sup> Enel a d'ailleurs annoncé récemment son intention de se recentrer sur les métiers de l'énergie et de se désengager de Wind, dont Paolo Scaroni, le nouvel administrateur délégué d'Enel considère qu'elle peut « atteindre l'indépendance financière dans environ deux ans. » (Source : *Les Echos*, édition du 12 septembre 2002).

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

L'inflation relative du prix des actifs a été en partie favorisée par l'ampleur des « trésors de guerre » accumulés par les différents groupes avant la libéralisation. Il n'est en outre pas interdit de penser que certaines entreprises ont financé leur expansion à l'étranger en s'appuyant sur un marché local protégé – par la loi ou par l'inertie de la demande qui permet à une position dominante héritée du passé de se perpétuer. Les Etats sont toutefois de moins en moins prêts à accepter une hausse des prix domestiques pour permettre à un champion national de s'implanter à l'étranger. Le refus opposé au mois d'août 2002 par le Premier ministre français à la demande de relèvement des tarifs résidentiels d'EdF peut s'interpréter en ce sens, et certains observateurs y voient la fin d'un « Colbertisme » à bien des égards analogue à celui décrit par Elie Cohen dans le domaine des hautes technologies<sup>38</sup>.

Les options et les contraintes stratégiques des différents acteurs ont également été très différentes. Nous avons indiqué ci-dessus l'une des raisons qui sous-tendent une politique ambitieuse d'expansion : le souhait de se positionner en acteur de référence dans un marché européen de l'électricité dont les investisseurs anticipent qu'il va se construire et sera fortement concentré. Ce souhait de « grossir » se heurtait à un contexte dans lequel les occasions de le faire étaient très réduites – peu de cibles possibles. En conséquence, les opérateurs paraissent ne pas avoir eu beaucoup le choix dans leur expansion, ni sur les niveaux de prix, qui traduisent une pénurie d'actifs par rapport à la demande potentielle, ni sur les types d'actifs rachetés : on constate ainsi que les cibles sont tant des distributeurs, des producteurs, que des entreprises intégrées, même si une tendance à équilibrer production et vente est perceptible à moyen terme.

Si les primes stratégiques consenties lors de l'acquisition de certains actifs ont parfois été jugées élevées par la profession, elles ne sont toutefois pas comparables avec celles que l'on a pu observer lors au cours de l'année 2000 dans le secteur des télécommunications. Les estimations de valeurs sur lesquelles se fondait la « bulle télécom » étaient en effet déterminées par une anticipation euphorique de l'évolution de la consommation. A l'inverse, la valeur des actifs dans le secteur de l'électricité reste dans l'ensemble en rapport avec le bénéfice attendu, même si le niveau des primes stratégiques consenties implique parfois un rendement assez bas des acquisitions.

### ***Un oligopole de « géants de l'électricité » intégrés entre production et commercialisation***

Le processus de consolidation que nous avons décrit a permis l'émergence d'un petit groupe de sociétés trans-européennes qui se positionnent pour participer à un « oligopole européen de l'électricité ». Il est bien sûr difficile de déterminer précisément la liste des membres de ce « club » en cours de création. Nous nous limiterons aux acteurs suivants, qui sont les sept plus grandes entreprises en termes de chiffre d'affaires : EDF, E.ON, RWE, Tractebel<sup>39</sup>, Enel, Endesa.

Ces groupes ont en effet un certain nombre de points en commun.

Tout d'abord, ils sont tous intégrés entre production, négoce et commercialisation, et un consensus semble se dégager sur le mode d'organisation de ces différentes activités : il y a un certain équilibre entre la production et la commercialisation (ces sociétés commercialisent à peu près la même

---

<sup>38</sup> Elie Cohen, *Le Colbertisme high tech. Economie des Télécom et du Grand Projet*, Hachette, coll. Pluriel, Enquête 1992, 404 pages.

<sup>39</sup> Tractebel est un groupe formé autour d'Electrabel qui assure l'internationalisation de l'électricien belge. Il appartient au Groupe Suez – voir plus loin.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

quantité d'électricité que ce qu'elles produisent), le négoce prenant dans la plupart des cas un rôle clef de coordination entre ces deux activités. En effet, s'il est naturel de séparer ces deux centres de profit qui relèvent de « métiers » différents, il faut éviter que des opportunités d'arbitrage entre l'activité production et l'activité commercialisation ne soient captées par des acteurs extérieurs.

Une autre similitude est que tous ces acteurs sont également présents sur les secteurs de la distribution et conservent des liens avec le Gestionnaire du Réseau de Transport. Nous avons vu que des dispositions législatives devraient peu à peu distendre ce lien, mais aussi que l'horizon correspondant était assez imprécis. En particulier, il est probable que les liens avec le réseau de distribution vont subsister pendant une période encore assez longue.

Tous ces groupes sont présents dans de nombreux pays d'Europe et se définissent comme des acteurs européens sinon mondiaux. Ainsi, RWE affirme que « la libéralisation, l'internationalisation et les nouvelles technologies sont [les] principaux défis » qu'il entend relever<sup>40</sup>. E.ON insiste sur le fait qu'il est l'un des leaders européens dans l'électricité, le gaz et l'eau<sup>41</sup>. Quant à EDF, l'électricien français s'est fixé comme objectif de réaliser plus de 50 % de son chiffre d'affaires hors de France en 2005.

L'ambition de cette étude étant de mener une analyse prospective de l'organisation industrielle qui se dessine pour l'Europe de l'électricité, la question du « pouvoir de marché » exercé par ces entreprises se pose tout naturellement. Une telle question fait d'emblée apparaître une difficulté majeure. Nous avons en effet souligné combien le « marché européen de l'électricité », même s'il paraît en gestation, est encore inachevé, et l'exercice impose de faire des hypothèses sur la façon dont il va évoluer.

C'est d'ailleurs pour cette raison que les analyses réalisées par la Commission Européenne dans le cadre du contrôle des concentrations définissent en général le marché géographique pertinent comme : « au plus national ». Si nous souhaitons nous placer dans la perspective d'un marché européen de l'électricité en cours de constitution et essayer d'évaluer comment l'évolution actuelle influe à terme sur l'organisation industrielle de ce marché, une analyse quantitative rigoureuse devient impossible. Evaluer des « parts de marché » pour un « marché » qui n'existe pas encore est, on le devine, un exercice difficile.

Faut-il par exemple segmenter le marché entre consommateurs domestiques, consommateurs industriels, etc. – question toute rhétorique d'ailleurs, car les données précises ne sont sans doute pas disponibles ? Peut-on ainsi calculer une part de marché d'EDF et des entreprises que l'électricien français contrôle sur le marché des clients résidentiels européens, alors que cela reviendrait à mettre dans la même catégorie des clients éligibles et non éligibles ? Pourtant, dans la perspective d'un abaissement du seuil d'éligibilité, la forte implantation d'EDF en France constituera un atout pour cette entreprise, et il est probable qu'elle conserverait une position de force même en cas d'ouverture à la concurrence.

---

<sup>40</sup> Source : [http://www.rwe.com/en/one\\_group/one\\_group.jsp](http://www.rwe.com/en/one_group/one_group.jsp)

<sup>41</sup> Source :

[http://www.eon-energie.com/frameset\\_english/main\\_frameset\\_reloader.phtml?top=http://www.eon-energie.com/Ressources/frame\\_head\\_eng.jsp&bottom=http://www.eon-energie.com/frameset\\_english/company\\_eng/company\\_portrait\\_eng/company\\_portrait\\_eng.jsp](http://www.eon-energie.com/frameset_english/main_frameset_reloader.phtml?top=http://www.eon-energie.com/Ressources/frame_head_eng.jsp&bottom=http://www.eon-energie.com/frameset_english/company_eng/company_portrait_eng/company_portrait_eng.jsp)



## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

Si l'on souhaite évaluer les quantités vendues, il faut enfin prendre garde aux conventions utilisées, en particulier en ce qui concerne la comptabilisation du négoce.

On pourrait bien entendu développer une arithmétique complexe, fondée sur des scénarii de libéralisation plus ou moins rapide, des hypothèses sur l'inertie des clients finaux, le rythme prévisible de la consolidation, etc. L'exercice risque toutefois d'être aussi peu probant que fastidieux.

Toutefois, puisque les différents acteurs sont intégrés entre production et commercialisation et que, en général, ils assurent eux-mêmes une grande partie de la commercialisation de ce qu'ils produisent, une évaluation peut être réalisée en prenant en compte les capacités installées. Cette évaluation, bien qu'un peu fruste, nous paraît suffisante compte tenu du degré d'incertitude actuel. Nous verrons d'autre part qu'il y a de bonnes raisons pour que les entreprises du secteur soient équilibrées entre production et commercialisation. Enfin, les chiffres concernant les capacités de production sont relativement faciles à obtenir.

Le tableau 2 indique ainsi, pour chacun des sept « géants de l'électricité », une évaluation des capacités installées qui sont sous son « influence » à l'intérieur de la zone « Europe Continentale ». Ces chiffres sont obtenus en consolidant à 100 % les capacités des filiales détenues à plus de 25 % par l'un d'entre eux, à condition qu'aucun des autres n'ait de participation dans la dite filiale. Dans le cas où au moins deux des sept « géants de l'électricité » sont présents dans la même société, on répartit les capacités de production au pro rata des parts détenus par ces entreprises.

Le seuil de 25 % est bien sûr arbitraire. Il nous paraît en tout état de cause nécessaire de choisir un seuil inférieur à la majorité absolue. Certaines entreprises exercent en effet un contrôle conjoint avec un partenaire qui ne fait pas partie de la liste des « géants de l'électricité », comme par exemple EDF et OEW, (Oberschwäbische Elektrizitätswerke) dans EnBW. Il y a en outre une forte incitation pour les entreprises à rester au-dessous de 50 % de parts dans une société, qui est le seuil de consolidation comptable. Enfin, dans une approche prospective, on peut anticiper qu'un grand nombre des « positions de force » établies évolueront à moyen terme en contrôle complet.

**Tableau 2 : Position des différents groupes sur la zone**

<b>Nom de la société</b>	<b>Capacités de production « contrôlées » (en GW)</b>	<b>« Part d'influence » sur la zone considérée</b>
EDF	130	33 %
E.ON	40	10 %
Enel	39	10 %
RWE	35	9 %
Tractebel	27	7 %
Endesa	24	6 %
Vattenfall	7	2 %
<b>Total pour la zone</b>	<b>295</b>	<b>75 %</b>

*Source : Rapports annuels 2001 retraités*

Notons au passage que les chiffres obtenus pour EDF sont certainement surestimés, car ils ne prennent pas en compte les cessions de centrales virtuelles. Nous n'avons toutefois pas voulu retirer les capacités correspondant aux centrales virtuelles car EDF n'est pas contrainte de céder ces capacités au-

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

delà de cinq ans. En revanche, les « parts d'influence » des groupes allemands sont sous-évaluées, car ces données négligent l'existence de contrats de long terme entre ces entreprises et les producteurs « indépendants », entre autres les Stadtwerke, qui possèdent environ un tiers des capacités de production allemandes.

Un moyen classique d'évaluer le niveau de concentration sur un marché est l'indice de Herfindahl-Hirschman - le « HHI », pour « Herfindahl-Hirschman Index ». Cet indice est calculé en faisant la somme des carrés des parts de marché des entreprises actives dans un secteur. Un secteur en monopole a alors un HHI de  $100 \times 100 = 10.000$ , un secteur qui compte 10 entreprises avec 10 % du marché chacune a un HHI de 1.000, un secteur dans lequel une entreprise a 90 % du marché et l'autre 10 % a un HHI de 8.200, tandis qu'un marché où deux entreprises sont à 50 % de parts de marché a un HHI de 5.000.

Cet indice a un « sens économique » plus précis qu'une simple évaluation des parts de marché des trois ou quatre premiers acteurs, dans la mesure où l'on peut, avec un modèle économique simple, le relier à l'indice de Lerner, c'est-à-dire à la « marge » moyenne réalisée par les entreprises, et à l'élasticité de la demande<sup>42</sup>. Il peut donc être considéré comme une mesure du « pouvoir de marché pondéré » des différents fournisseurs.

Aux Etats-Unis, la « Federal Trade Commission » (la « FTC »), qui intervient dans le contrôle des concentrations, a beaucoup utilisé cet outil pour évaluer l'impact concurrentiel des opérations de fusion-acquisition. Dans les « Horizontal Merger Guidelines » qu'elle a publiées en 1992, elle distingue ainsi trois types de marchés : « peu concentré » (HHI inférieur à 1 000), « modérément concentré » (HHI entre 1 000 et 1 800), « très concentré » (HHI supérieur à 1 800). Ce texte s'intéresse aux HHI pré- et post- opération afin de réaliser un premier tri. Si le marché après concentration reste « peu concentré », « il est peu probable que la concentration ait un effet anti-concurrentiel et elle ne requerra en général aucune analyse supplémentaire ». Si le marché après concentration est « modérément concentré », seules les concentrations ayant pour effet d'élever le HHI de plus de 100 points devraient en général mériter une analyse plus détaillée. Enfin, pour une concentration impliquant une augmentation de plus de 100 points de l'indice HHI et telle que le marché post-concentration est « très concentré », « il est probable que l'opération augmente le pouvoir de marché et facilite son exercice. »

En utilisant les données et en assimilant les « parts d'influence » à des parts de marché, on trouve que l'indice de Herfindahl-Hirschman sur la zone « Europe Continentale » vaut sans doute plus de 1.435<sup>43</sup>. Dans l'hypothèse d'unification de ce marché à moyen terme, et en supposant que le mouvement de concentration se ralentisse, le « marché européen de l'électricité » qui se dessine serait donc « modérément concentré ».

---

<sup>42</sup> L'élasticité de la demande est le pourcentage de baisse de consommation rapporté à un pourcentage de hausse de prix. On peut montrer que dans le cadre d'un modèle de Cournot à  $n$  entreprises (voir encadré 8) si  $L$  est l'indice de Lerner, c'est-à-dire la marge moyenne réalisée par les entreprises,  $e$  l'élasticité et  $H$  l'indice d'Herfindahl, alors :  $L = H / e$ .

<sup>43</sup> Notons que l'exercice auquel nous nous livrons ici est illustratif, et se place dans une perspective prospective. Nous avons vu que le « marché européen de l'électricité » n'était sans doute pas un marché pertinent du point de vue du droit de la concurrence et nos « parts de marché » sont très approximatives.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

De plus, si l'on considère les situations individuelles par pays, la concentration est beaucoup plus importante. Le tableau 3 présente des minorants du niveau de concentration calculés en calculant les « parts d'influence » (calculées ci-dessus) des « trois premiers acteurs » (en termes de capacités de production).

Pour la France, l'Allemagne, l'Espagne, la Belgique ou l'Italie, les données obtenues correspondent, si l'on reprend la grille d'analyse proposée par la FTC, à des marchés « fortement concentrés ».

En France et en Belgique, on est même dans une situation de quasi-monopole. En Italie, l'opérateur historique Enel est très largement dominant. En Allemagne et en Espagne, les trois premiers électriciens possèdent les trois quarts des capacités de production du pays.

Ajoutons que le marché allemand est en outre caractérisé par la présence de fiefs régionaux pour lesquels il est malheureusement très difficile d'obtenir des données chiffrées. Les témoignages de bon nombre d'observateurs concordent pour affirmer que les « fiefs historiques » de ces acteurs restent une zone de dominance peu contestée, en particulier pour les plus petits consommateurs, et ce alors que le marché est ouvert à 100 %.

**Tableau 3 : Le niveau de concentrations dans quelques Etats membres de l'UE**

<b>Pays</b>	<b>« Part d'influence » des trois premiers acteurs</b>	<b>Minorant du HHI calculé avec les « parts d'influence »</b>
Allemagne	75 %	2278
France	99 %	8755
Espagne	78 %	2580
Belgique	97 %	8489
Pays-Bas	68 %	1799
Portugal	85 %	4822
Suisse	40 %	699
Italie	77 %	3011
Autriche	48 %	1629

*Source : Rapports annuels 2001 retraités.*

Enfin, il faut souligner que les niveaux de concentration calculés ici sont plutôt un minorant. Sans préjuger du résultat de la controverse juridique opposant Enel et les autorités italiennes chargées de la concurrence, il est à ce propos assez instructif de détailler l'argumentaire de ces dernières. L'enquête qu'elles ont menée montre à leurs yeux que, malgré les ventes imposées par le décret Bersani, Enel devrait être en mesure de conserver sa position dominante sur le marché italien de la production d'électricité. « En réalité, indique le rapport d'activité 2000 de cette administration, Enel devrait continuer à être en mesure de déterminer les prix de gros, en particulier en période de pic de la demande. En outre, Enel a une marge de réserve égale au tiers de la capacité totale disponible en Italie. Enfin, pratiquement toutes les sources alternatives que les concurrents d'Enel utilisent pour fournir leurs clients éligibles sont peu flexibles, et les perspectives de les adapter aux changements saisonniers

et journaliers de la demande sont limitées, si bien que l'activité de ces concurrents est plus rigide et moins profitable ». <sup>44</sup>

L'image que nous renvoie le secteur européen de l'électricité aujourd'hui est donc celle d'un secteur « modérément à fortement concentré », et dans lequel subsistent des fiefs géographiques bien délimités. Nous allons maintenant analyser si cette description va rester valable à moyen terme ou s'il faut nous attendre à de nouveaux bouleversements.

## **Vers de nouveaux bouleversements ?**

---

### **Côté vente : vers une redéfinition du produit ?**

#### ***Les consommateurs industriels : vers un bouquet de « services énergétiques » ?***

Un premier effet envisageable de la libéralisation pourrait être une redéfinition radicale du produit vendu. Au lieu de vendre simplement « du kWh », les électriciens pourraient profiter de leur expérience technique pour offrir un produit plus complexe, plus adapté aux besoins spécifiques des différents types de consommateur.

Il est nécessaire, pour évaluer cette tendance, de revenir à la segmentation sommaire du marché que nous avons esquissée dans le premier chapitre. Nous y avons distingué :

- les grands consommateurs industriels capables d'une certaine flexibilité dans leur consommation ;
- les grands consommateurs industriels qui peuvent jouer sur un effet de volume mais dont la flexibilité est réduite ;
- les petits consommateurs professionnels et les consommateurs résidentiels.

Les deux premiers groupes peuvent ici être fusionnés, dans la mesure où l'on peut considérer la capacité d'effacement comme un élément qui, in fine, se négocie sur le marché de gros de l'électricité, soit directement, soit via un intermédiaire.

Parmi les consommateurs industriels, une première distinction doit être établie en fonction des caractéristiques géographiques de la demande. Ainsi, on peut imaginer que des consommateurs possédant plusieurs sites répartis dans différents pays d'Europe Continentale souhaiteront une offre globale, afin de simplifier la gestion de leur consommation d'électricité et de jouer sur l'effet de volume. Un tel mouvement favorise très clairement les producteurs déjà présents, en augmentant les coûts à la charge de nouveaux entrants, puisque ceux-ci ne peuvent pas les concurrencer sur ce segment de la demande s'ils ne sont pas présents dans un nombre important de pays. Cet argument est d'autant plus fort que cette « présence » impose l'achat de moyens de production locaux, étant donné les difficultés qu'il y a à transporter l'électricité sur de grandes distances. Il faut toutefois le nuancer, puisque beaucoup de groupes préfèrent conserver une organisation décentralisée, qui leur permet en outre de ventiler dans leur comptabilité ces dépenses entre les centres de profits nationaux.

Une autre évolution souvent envisagée serait de jumeler la vente d'électricité avec des services

---

44 Source : <http://www.agcm.it/eng/index.htm>.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

d'ingénierie liés à ce produit. Les industriels peuvent en effet considérer que tout ce qui concerne les métiers de l'énergie sort de leur cœur de métier propre, et qu'il vaut mieux externaliser l'ensemble de ces tâches en les confiant au même acteur, charge à lui de chercher à en minimiser le coût global. Le secteur de l'électricité évoluerait ainsi au rythme d'une convergence entre services énergétiques et vente d'énergie. Cette première impression est confirmée par le fait que plusieurs grands électriciens ont choisi de s'impliquer dans le marché des services énergétiques, soit en mettant en place une filiale active dans ce secteur, soit en entrant dans le capital d'entreprises de ce type.

Ainsi, EDF est devenu actionnaire de Dalkia, une société qui offre une large palette de services aux entreprises, plus particulièrement dans les domaines de l'énergie et de la chaleur. EDF détient 34 % de cette société, aux côtés de Vivendi Environnement (66 %), suite à un accord conclu en décembre 2000. Endekia, une filiale de Dalkia (50 %) et d'EDF (50 %), est plus particulièrement spécialisée dans l'offre conjointe d'énergie et de services énergétiques.

Elyo, dont le profil est comparable à celui de Dalkia, et qui est, en France, le concurrent direct de celle-ci, est une filiale du groupe Suez-Tractebel. RWE et E.ON exercent également de telles activités, avec par exemple RWE Solutions ou E.ON Engineering GmbH.

Suivant la même logique, certains observateurs ont avancé l'idée que des sociétés ayant une expérience dans les métiers connexes aux métiers de l'énergie allaient constituer une concurrence nouvelle pour les électriciens et les gaziers. Un exemple souvent mentionné à ce sujet est la signature d'un important contrat de cogénération entre Usinor et Air Liquide en 1999. Ce contrat devait permettre de valoriser les gaz sidérurgiques produits par le site Usinor de Dunkerque. Il avait été considéré comme un symbole du changement d'environnement concurrentiel qui se préparait pour EDF, dans le sillage de la libéralisation.

Il nous semble toutefois que ce mouvement se limitera à quelques projets très spécifiques, et pour la plupart de taille modeste. De fait, Air Liquide a finalement décidé de se retirer du projet de Dunkerque, suite à la décision de porter la puissance de cette centrale de 500 MW à 800 MW.

En réalité, s'il y a sans doute des synergies à dégager entre les activités de vente d'énergie et de services énergétiques - ne serait-ce que parce que les deux entreprises partagent le même portefeuille client -, il nous semble que les deux secteurs restent très différents.

Les relations qu'un industriel entretient avec une entreprise de services énergétiques sont plutôt inscrites dans le long terme, marquées par des préoccupations de maintenance et de partage des risques pour des investissements coûteux et critiques. A l'inverse, l'électricité est un bien dont le coût « réel » varie sans cesse, et dont un industriel aura envie de pouvoir renégocier le prix à la moindre baisse. Dans le secteur des services aux entreprises, le produit vendu est extrêmement spécifique aux besoins de l'industriel : il doit s'intégrer correctement à son site, à son processus de fabrication. L'électricité ou le gaz sont au contraire des produits normalisés, qui peuvent être vendus par n'importe lequel des producteurs, voire achetés sur un marché impersonnel.

Enfin, il ne faut pas négliger le fait qu'un consommateur hésitera à définir son processus de production avec une entreprise qui, par ailleurs, lui vend un facteur de production. Il peut craindre en effet que son fournisseur n'ait pas une incitation très forte à lui révéler des économies sur ce facteur précis. Puis-je, pour m'aider à réaliser des économies d'énergie, faire confiance à une entreprise qui gagne de l'argent quand je consomme de l'électricité ?

Une autre possibilité serait d'intégrer différentes « utilities », comme l'eau, la propreté,

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

l'énergie, etc., et d'offrir aux industriels un service global. Une telle stratégie est un aspect important du « modèle multi-utilities » déjà évoqué. L'idée sous-jacente est qu'un industriel préférera traiter « en bloc » ce groupe de dépenses afin d'en réduire les frais de gestion. Il convient ici de distinguer selon l'impact plus ou moins grand d'un ou plusieurs de ces produits sur le coût de revient d'une entreprise. Il est ainsi probable qu'une entreprise pour laquelle l'électricité représente une part importante du coût de revient préférera traiter ce poste de dépenses « à part » et garder un contrôle le plus étroit possible sur son évolution.

Ce type de stratégie semble donc plus adapté à des entreprises pour lesquelles les « utilities » représentent un poste de dépenses peu flexible et peu stratégique. Notons à ce propos que la taille de la société importe peu. IBM peut entrer dans cette catégorie, alors qu'une PME dont l'activité consommerait beaucoup d'électricité peut en être exclue.

Dans tous les cas, il faut noter qu'il est peu vraisemblable de voir l'avènement de ces différents modèles favoriser de nouveaux entrants. Comme nous l'avons déjà souligné, la plupart des grandes entreprises actives sur le secteur « utilities » sont également présentes dans le secteur de l'électricité. Mettre en place une offre de ce type n'est en tout état de cause à la portée que d'un petit nombre de sociétés, peut-être plus restreint encore que le groupe de sept « géants de l'électricité » que nous avons identifié.

Une dernière possibilité serait que de grands consommateurs deviennent producteurs d'électricité, sécurisant ainsi leur approvisionnement et vendant le surplus sur le marché de gros. Un modèle dans lequel un producteur exploite sa propre centrale n'est certes pas impossible – c'était d'ailleurs le cas avant la seconde guerre mondiale en France, et nombre d'installations appartenant à Pechiney ont été nationalisées en 1946. Nous avons déjà évoqué Norsk Hydro, un producteur norvégien d'aluminium qui est également un producteur d'électricité. En Finlande, le papetier UPM Kymmene est l'un des principaux producteurs et consommateurs d'électricité. Mais pour des entreprises qui n'ont jamais pratiqué cette activité ou l'ont abandonnée depuis longtemps, la perspective de devoir apprendre un nouveau métier est à tout le moins ardue. Surtout, en Europe, cette stratégie se heurte au fait qu'il n'est sauf exception pas pertinent d'investir dans de nouvelles capacités de production, comme nous le verrons dans la suite du mémoire. On peut donc conclure que de tels mouvements ne suffiront pas pour modifier en profondeur la structure du secteur de l'électricité.

### ***Les consommateurs domestiques : vers un bouquet de « services domestiques » ?***

Du côté des consommateurs domestiques et des petits consommateurs professionnels, l'élément décisif est sans doute l'inertie de la demande. Dans les pays qui ont déjà une expérience assez ancienne de la libéralisation, comme le Royaume-Uni ou les pays scandinaves, on a ainsi évalué un taux annuel de changement de fournisseur pour les clients résidentiels de l'ordre de 2 %. De fait, rares sont les entreprises qui sont parvenues à « pénétrer le marché » sans s'appuyer sur le rachat d'un électricien qui disposait déjà d'un portefeuille de clients.

Pourtant, on pourrait ici aussi imaginer un changement radical dans la définition du produit, qui deviendrait un « bouquet de services », intégrant l'électricité, le gaz, les télécommunications, des services d'assurances, etc.

Lier la relation clientèle pour le gaz et l'électricité est une pratique qui n'étonnera pas le consommateur français, puisqu'elle est à l'origine d'un partenariat ancien entre EDF et GDF. Il faut toutefois noter que EDF-GDF Services intègre à la fois des activités qui relèvent du monopole naturel

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

de la distribution – « faire relever les deux compteurs par la même personne » - et des activités de commercialisation – « partager les fichiers clients »<sup>45</sup>. En particulier, ces synergies au niveau de la commercialisation peuvent être dégagées en regroupant d'autres activités que le couple gaz-électricité, par exemple l'eau ou le téléphone. Du point de vue du consommateur final, il peut en effet être intéressant d'avoir une facture unique pour tous ces « services domestiques : eau, téléphone, électricité et gaz, et pourquoi pas pour l'assurance multirisque habitation ou la connexion Internet.

Un exemple fréquemment évoqué à ce sujet est celui de Centrica. Avec la libéralisation du secteur gazier au Royaume Uni, l'opérateur historique British Gas a été contraint de scinder ses activités. La distribution de gaz et les services associés ont été transférés au sein de Centrica plc, tandis que BG conservait le réseau de transport et les activités de production (1997). Centrica a connu alors une profonde redéfinition de son activité, perdant 75 % de sa clientèle industrielle pour le gaz naturel, et se lançant dans de nombreuses nouvelles activités. Centrica offre ainsi une gamme de services « domestiques » : installation du chauffage central, de l'air conditionné, de systèmes de sécurité, contrats de services pour les appareils au gaz et leur réparation, etc. L'entreprise a également acquis une société d'assurance, et offre des assurances et des crédits automobile, grâce à une joint venture avec la Banque d'Ecosse. Elle propose également d'autres services financiers ou de téléphonie mobile.

Il n'est pas évident qu'un « électricien » sera le mieux placé pour gérer une offre aussi diversifiée, et l'on peut penser que des entreprises dont la gestion des relations clientèle est le métier, comme par exemple les sociétés de grande distribution ou les opérateurs de téléphonie mobile, ont plus d'atout pour exercer ce type d'activité. N'a-t-on pas vu récemment des chaînes d'hypermarchés prendre une place importante sur le marché du voyage, au détriment des agences spécialisées ? Toutefois, l'élément décisif pour capter la demande dans le secteur des « services domestiques » semble être la capacité à « inspirer confiance » au consommateur résidentiel. La sécurité d'approvisionnement est en effet une préoccupation clef pour ce dernier, et le point commun entre la plupart de ces services est justement que le consommateur accepte difficilement d'en être privé. Dans ce cadre, la réputation de fiabilité des opérateurs présents depuis longtemps est un atout décisif. Il est probable que Centrica, « héritier » de British Gas, a bénéficié d'une telle image. Le fait de disposer d'une base de clientèle importante est également un facteur clef de succès. Avec ses 12 millions de clients, GDF est sans doute l'entreprise la plus susceptible de concurrencer EDF dans un avenir proche sur ce segment en France.

Dans ce contexte, des entreprises disposant de moyens de production d'électricité conservent en outre un avantage décisif. Il est vrai que Centrica ne possède que quelques centrales en propre, mais sa position de fournisseur de gaz pour les électriciens utilisant la technologie gaz-vapeur lui permet de s'assurer une position favorable pour négocier l'approvisionnement de ses clients<sup>46</sup>. En dehors d'une situation de ce type, il est encore très difficile aujourd'hui de vendre de l'électricité sans en produire localement. D'abord, parce que la gestion du réseau n'est, dans beaucoup de pays européens, pas suffisamment transparente, et parce que les congestions limitent les possibilités d'utiliser des moyens

---

<sup>45</sup> Dans les deux cas, ces gains d'efficacité sont à mettre en regard des pertes par « manque de pression concurrentielle » ou distorsion de la concurrence.

<sup>46</sup> Centrica a du reste été amené à investir en nouveaux moyens de production pour équilibrer ses positions sur le gaz et l'électricité.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

de production situés à l'étranger pour approvisionner les consommateurs d'un pays. Ensuite, parce que les produits d'assurance permettant aux vendeurs d'électricité de se couvrir contre le risque d'une erreur de prévision dans la consommation de leurs clients sont encore à construire, de même qu'il n'existe en général pas de marché de court terme assez liquide pour permettre à ces mêmes vendeurs d'électricité de faire les ajustements nécessaires. Un « pure supplier » serait donc dépendant des producteurs d'électricité, lesquels sont souvent des entreprises intégrées – et sont donc en concurrence directe avec lui sur le segment « commercialisation »<sup>47</sup>.

Cette constatation nous amène de façon naturelle à étudier l'évolution plus en amont.

### **Côté production : vers une intégration avec les autres industries énergétiques ?**

*Le « rapport de forces » sur le segment de la production devrait rester stable en l'absence de rupture technologique et dans un contexte de croissance lente de la demande.*

Dans le secteur de la production d'électricité, le « rapport de forces » entre les différents acteurs se mesure bien sûr en fonction des capacités de production – et du type de capacités de production – dont ils disposent. Savoir si ce « rapport de forces » va changer dépend donc de la façon dont va évoluer cette répartition des capacités de production. Il y a relativement peu de mécanismes qui pourraient permettre des transformations radicales : une obsolescence de certains moyens de production due à l'avènement d'une technologie plus efficace, une augmentation rapide de la demande permettant à ceux qui sont en mesure de répondre rapidement à ce besoin d'augmenter leurs parts de marché, ou encore des échanges ou des rachats d'actifs. De ce dernier point, seuls des achats d'actifs par des acteurs extérieurs au secteur de l'électricité devraient être considérés ici, puisque nous avons déjà évoqué les échanges ou rachats d'actifs entre les acteurs déjà présents dans le secteur – pour indiquer qu'un bouleversement était, sur ce point, improbable.

Comme nous l'avons évoqué brièvement dès l'introduction, puis indiqué plus en détails dans le chapitre I, contrairement à ce qui se passe dans certains pays émergents comme la Chine ou l'Amérique Latine, la demande d'électricité en Europe Continentale, est plutôt stable. Dans son premier rapport semestriel 2001<sup>48</sup>, l'UCTE prévoit ainsi une croissance du pic de demande de 2,3 % entre 2002 et 2003 et de 1,8 % entre 2003 et 2004 sur la zone qu'elle couvre. Le taux de croissance en France et en Allemagne sera sans doute aux alentours de 1,5 %. L'Espagne et l'Italie font exception avec un taux de croissance moyen d'environ 5 à 6 % par an.

Nous avons également déjà souligné la très probable absence de rupture technologique. Il n'y a pas non plus de besoins de renouvellement des parcs de production actuellement présents. La plupart des moyens de production devraient continuer à être utilisés dans la décennie à venir. C'est le cas en particulier des centrales nucléaires françaises et belges. Ici également, l'Italie fait exception à la règle,

---

<sup>47</sup> Notons d'ailleurs que les activités d'exploration de production représentent toujours une part prépondérante du résultat opérationnel de Centrica.

<sup>48</sup> [http://www.ucte.org/pdf/Publications/2002/Report\\_I\\_2002.pdf](http://www.ucte.org/pdf/Publications/2002/Report_I_2002.pdf)



## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

avec un suréquipement en centrales au fioul, lesquelles devraient être remplacées par des moyens de production gaz-vapeur moins onéreux<sup>49</sup>.

Il n'y a donc pas un besoin pressant en nouveaux moyens de production. Ce phénomène se traduit d'ailleurs dans les niveaux des prix sur le marché de gros. Rappelons brièvement les données mentionnées au chapitre I :

- France, Allemagne : aux alentours de 25 ou 26 Euros le MWh ;
- Pays-Bas : 32 ou 33 Euros le MWh ;
- Espagne : aux alentours de 38 ou 39 Euros le MWh ;
- Italie : aux alentours de 42 Euros le MWh.

Le marché ne donne un « signal d'investissement » que lorsque les prix dépassent le coût complet des moyens de production les plus compétitifs. Compte tenu des incertitudes sur les options politiques choisies au sujet du nucléaire, il paraît plus raisonnable de retenir pour cette comparaison une centrale gaz-vapeur (environ 33 Euros le MWh). On converge alors l'hypothèse que des investissements ne sont envisageables qu'en Espagne et en Italie et éventuellement aux Pays-Bas.

Au contraire, la France et l'Allemagne – et peut-être l'ensemble de la zone, si les interconnexions se développent suffisamment vite – sont plutôt dans une situation de « surcapacité », qui n'incite pas à faire de nouveaux investissements. Quelques remarques sont ici nécessaires au sujet de ce concept de surcapacité. Celui-ci est en effet assez difficile à définir et doit être manié avec prudence. Il s'agit d'une notion statique, alors qu'il est dangereux d'analyser l'état d'un parc de production sans prendre en compte des éléments plus dynamiques : fluctuations de la demande, projets d'investissements, etc. En particulier, il est normal que le secteur de l'électricité soit presque toujours « en surcapacité », dans la mesure où les moyens ne sont presque jamais utilisés à 100 %. Il faut en effet conserver une « marge de sécurité » capable d'absorber les pics de consommation. Notons toutefois que l'expérience permet de définir des valeurs de référence sur ce point.

Ces nuances posées, il n'en demeure pas moins que des investissements massifs en nouveaux moyens de production sont probablement à exclure pour la décennie à venir. Notons qu'il y a là une différence majeure avec ce qu'a connu et continue à connaître le secteur des télécommunications, marqué au contraire par une véritable rupture technologique.

Les deux premières possibilités – « une obsolescence de certains moyens de productions remplacés par une technologie plus efficace » ou « une augmentation rapide de la demande permettant à ceux qui sont en mesure de répondre rapidement à ce besoin d'augmenter leurs parts de marché » – sont donc écartées. Intéressons-nous maintenant à la troisième : « des achats d'actifs par des acteurs extérieurs au secteur de l'électricité ».

### ***Des acteurs énergétiques globaux ?***

Un élément qui paraît soutenir cette dernière hypothèse est la convergence gaz-électricité liée au développement de la filière gaz-vapeur : puisque le gaz devient un facteur essentiel de la

---

<sup>49</sup> En réalité, il est possible de transformer une centrale au fioul en centrale gaz-vapeur, et de recycler une partie importante du matériel au cours de cette transformation.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

production d'électricité, être présent dans les deux secteurs devient une stratégie très intéressante, car elle permet de profiter des opportunités d'arbitrage entre le prix du gaz et le prix de l'électricité.

Cette opportunité pourrait intéresser les entreprises présentes dans l'amont pétrolier et gazier, qui s'assureraient en outre ainsi un débouché stable. Il se dessinerait alors une convergence énergétique à grande échelle, qui pourrait remodeler le secteur de l'électricité. Nul doute que les « pétrogaziers » sont en mesure de faire des acquisitions significatives dans le secteur de l'électricité ou du gaz. Ils ne s'en sont d'ailleurs pas privés.

Ainsi, en septembre 1999, BP a créé sa division Gaz et Electricité, qui est en particulier active dans l'aval gazier aux Etats-Unis et au Royaume-Uni. Le pétrolier italien ENI est leader du transport et de la distribution de gaz en Italie, et s'est lancé au cours de l'année 2000 dans la production d'électricité. Ce groupe possédait fin 2001 près de 1 GW de puissance installée, et des projets sont en cours pour faire passer cette valeur à 3 GW. ENI a d'ailleurs tenté, sans succès, d'acquérir Elettrogen, en partenariat avec Electrabel.

En Grande-Bretagne, Totalfinaelf possède 40 % de la société Humber Power Ltd., propriétaire de la centrale à cycle combiné South Humber Bank, (1.260 MW). En Argentine, le pétrolier français a acquis 63,9 % de Central Puerto SA, une société propriétaire et opératrice de centrales à gaz (2.165 MW) et 70 % d'Hidroneuquen, qui détient 59 % du barrage hydroélectrique de Piedra del Aguila (1.400 MW). Totalfinaelf participe également à d'importants projets dans ce secteur aux Emirats Arabes Unis et en Thaïlande.

Pourtant, un certain nombre de faits nous paraissent limiter ce phénomène de convergence entre les différents métiers de l'énergie, et il nous semble douteux qu'une « révolution » soit à en attendre pour le secteur de l'électricité.

Les « métiers » concernés sont d'abord très différents. Laissons ici à part la commercialisation du gaz et de l'électricité, traitée ci-dessus. La production d'électricité, la gestion d'un réseau d'électricité, la gestion d'un réseau de gaz et l'exploration-production de gaz naturel ou de pétrole sont sans conteste quatre métiers très différents, impliquant des technologies qui ont peu en commun.

En outre, il y a de gros écarts de rendement entre les activités qui constituent l'aval gazier - en particulier la gestion du réseau de transport et des installations de liquéfaction qui seront probablement des monopoles régulés - et les activités d'exploration-production. Il en va de même avec l'électricité, qui n'offre sans doute pas des marges et des profils de risque comparables à celles et ceux auxquels sont habitués les pétrogaziers. Soulignons à ce propos qu'une telle analyse s'applique à l'Europe et que la remarque est beaucoup moins vraie dans les pays émergents. Les acquisitions ou les constructions de moyens de production d'électricité – surtout gaz-vapeur - par des pétrogaziers ont de fait eu lieu pour l'essentiel en Amérique latine et en Asie.

Certains observateurs établissent à ce propos une analogie avec un phénomène plus ancien : les nombreux rachats de « chauffagistes » par les « pétroliers » dans les années 1970. Les « pétroliers » connaissaient alors des difficultés pour trouver un débouché pour leur « fioul n°2 ». Lorsque, quelques années plus tard, le marché du diesel a connu un rapide développement, ils ont choisi de se désengager de ce secteur, qui présentait de faibles synergies avec leurs activités industrielles.

En conclusion, on peut s'attendre à ce que ce soient les acteurs déjà présent dans le secteur qui continuent à l'animer dans les années à venir. Il est nécessaire à ce stade de préciser les marges de

## *L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?*

manœuvre de ceux-ci.

**Entre électriciens, les cartes sont déjà distribuées.**

### *Une typologie des « acteurs indépendants »*

La vague des grandes opérations de fusions-acquisitions est, dans la zone d'Europe Continentale, probablement derrière nous. Le premier semestre 2002 a d'ailleurs vu un ralentissement global du rythme des fusions-acquisitions, les principales opérations ayant été l'acquisition de Innogy par RWE, celle d'Eurogen par Edipower, filiale d'Endesa et celle de Seaboard par London Electricity.

Le niveau atteint par l'endettement des grands groupes, après une phase rapide de croissance externe, n'est peut-être pas étranger à ce ralentissement. Aujourd'hui, les acquisitions souvent réalisées au prix fort pèsent sur les bilans des acteurs européens. Même si nous n'assistons pas encore à une véritable crise de la dette, les niveaux de « gearing »<sup>50</sup> sont parfois préoccupants.

Le tableau 4 présente ces taux pour un certain nombre des entreprises évoquées. On constate que les « poids lourds » du secteur conservent en général des niveaux d'endettement raisonnables, même si certaines entreprises comme RWE devront désormais faire preuve de plus de circonspection si elles souhaitent respecter les objectifs de « gearing » qu'elles ont publiquement annoncés. Soulignons à nouveau que la situation n'est toutefois pas comparable à celle du secteur des télécommunications. A titre de comparaison, le « gearing » de France Télécom était de 231 % fin 2001.

Notons au passage que EDF n'est pas inclus dans ce tableau, mais que des inquiétudes se font jour quant au niveau de dette de l'opérateur français, qui dépasserait 22 milliards d'Euros<sup>51</sup>.

---

<sup>50</sup> Il existe différents ratios permettant de calculer le « gearing » (poids de la dette sur la valeur des entreprises).

<sup>51</sup> *Le Monde*, édition du 26 juillet 2002.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

Outre ce frein financier à la consolidation, il nous semble que, sur la zone qui nous intéresse, les rachats possibles ont tout simplement déjà été effectués ou amorcés via des prises de participation importantes.

Pour valider cette hypothèse, nous allons tout d'abord recenser les acteurs indépendants qui sont présents sur la zone qui nous intéresse - Europe Continentale - et qui peuvent constituer des cibles pour de futures acquisitions. Nous nous concentrerons ici sur l'amont – les moyens de production. L'évaluation des « portefeuille clients » des différents acteurs est en effet plus complexe et rejoint plutôt les problématiques évoquées ci-dessus, en particulier la convergence gaz-électricité.

Notons qu'Iberdrola n'est pas inclus dans la liste de cibles potentielles, du fait de sa taille importante (numéro 2 espagnol, avec 37 % des capacités de production du pays<sup>52</sup>). Bien que nous ne l'ayons pas intégré au groupe des « géants de l'électricité », essentiellement parce que son désir de croître hors de ses frontières en Europe est moins affirmé que pour les autres, nous le traiterons donc dans la section suivante, consacrée à d'éventuels « rapprochements entre égaux ».

Un premier groupe est celui des régies municipales qui, dans beaucoup de pays européens, gèrent les réseaux de distribution des principales agglomérations et assurent la vente au consommateur domestique, tout en disposant de moyens de production propres. En réalité ces régies sont, la plupart du temps, déjà intimement liées à l'un des « géants de l'électricité », soit par le biais de participations minoritaires, soit sous la forme de contrats d'approvisionnement à long terme - en général de quinze ans pour les Stadtwerke allemandes. Les grands électriciens ne souhaitent sans doute pas augmenter leur niveau de participation dans ces régies, de crainte de devoir consolider les actifs de distribution associés. Il n'en demeure pas moins que le contrôle de ces distributeurs et producteurs locaux peut constituer un enjeu majeur, puisqu'il permet à un électricien d'entrer à moindre coût dans le fief d'un de ses voisins. Un bon exemple de ce type de stratégie est le rachat de la régie de Sarrebruck par Tractebel.

Un certain nombre d'acteurs de plus petite taille appartient à des investisseurs américains. C'est le cas de UNA (Pays-Bas) qui appartient à Reliant, mais aussi de nombreuses sociétés en Grande-Bretagne. Ces investisseurs américains se sont implantés en Europe juste après le début du mouvement de libéralisation, et semblent être en train de reconsidérer leur position. Leur taille sur le marché européen est en effet trop faible pour concurrencer les grands groupes qui émergent dans cette zone. Ils devraient donc quitter le marché et céder leurs participations à ces derniers. Dans la mesure où les moyens de productions possédés restent une source de profit, il est probable toutefois que ces sociétés américaines auront envie d'attendre pour faire monter les prix et sortir du marché européen en empochant la plus-value la plus importante possible. Un scénario tel que celui que l'on a pu observer au cours de la vente de BEWAG par Mirant à Vattenfall paraît un bon exemple de cette situation. Le *Financial Times Deutschland*, citant Marce Fuller, CEO de Mirant, évoque un chiffre de « 50 % de plus-value », et caractérise la proposition de Vattenfall - de « proposition qui ne se refuse pas »<sup>53</sup>.

En Europe de l'Est, et en particulier dans les pays qui font partie de la « première vague » de candidats à l'entrée dans l'Union Européenne, la privatisation du secteur de l'électricité devrait offrir des cibles intéressantes pour les principaux acteurs d'Europe Continentale. Ces cibles potentielles sont

---

<sup>52</sup> Source : Affaire n° COMP/M.2684, Décision de la Commission du 19 mars 2002.

<sup>53</sup> *Financial Times Deutschland*, édition du 4 décembre 2001, disponible sur : <http://www.ftd.de/ub/in/3007583.html?nv=rs>.

## *L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?*

de petite taille en comparaison des « géants de l'électricité » que nous avons évoqués. Les moyens de production sont certes assez hétérogènes, avec bon nombre de centrales vétustes qui rendent nécessaires d'importants investissements de mise à niveau. En outre, la croissance économique dans les pays d'Europe Centrale s'accompagne d'un effort accru en termes d'économies d'énergie, et d'une suppression progressive des habitudes de gaspillage prises pendant la période où ces pays étaient en économie planifiée. La demande en électricité ne devrait donc pas connaître une forte croissance. Toutefois, l'acquisition de ces moyens de production permettrait d'affermir une position sur la plaque continentale, d'autant plus que ces pays sont correctement reliés au reste de la zone UCTE, et qu'il n'y a pas trop de risques de congestion, sauf peut-être à la frontière entre la Slovaquie et l'Italie.

Les principales privatisations devraient avoir lieu en Pologne, où elles concernent surtout des centrales au charbon installées à proximité de gisements facilement exploitables, en République Tchèque et en Slovaquie. Une première tentative de privatisation de l'opérateur tchèque CEZ, pour laquelle EDF paraissait être en position de favori, a finalement été reportée, le gouvernement n'obtenant apparemment pas le prix souhaité. La vente regroupait des moyens de production, dont les centrales nucléaires de Dukovany et de Temelin, ainsi que le réseau de transport. En Slovaquie, le gouvernement a annoncé qu'il souhaitait réaliser avant la fin 2002 la privatisation de Slovenske Elektrarne – qui, comme CEZ en République Tchèque, regroupe la quasi-totalité des moyens de production du pays (7.000 MW environ) et la gestion du réseau de transport.

La façon dont se sont réalisées les précédentes privatisations dans la plupart de ces pays donne un certain nombre d'indices pour anticiper sur le résultat probable de ces ventes. En Hongrie, la plupart des acquisitions ont été réalisées par de grands groupes européens, en particulier EDF, Bayernwerk (maintenant E.ON) et Tractebel. En République Tchèque, une part importante du réseau de distribution a déjà été rachetée par E.ON. Le gazier tchèque Transgas a été racheté par RWE en mai 2002. Enfin, en Slovaquie, EDF, E.ON et RWE ont été choisis comme investisseurs stratégiques pour les trois distributeurs d'électricité du pays (mai 2002).

Ces actifs d'Europe Centrale et Orientale ont en effet un intérêt stratégique pour les « géants de l'électricité » européens, en particulier dans la perspective de l'élargissement de l'Union Européenne. Cet intérêt stratégique est beaucoup plus faible pour d'autres investisseurs, comme les sociétés américaines par exemple. Enfin, il est probable que les acheteurs éventuels devront avoir suffisamment de trésorerie pour payer en cash, puisque les mécanismes choisis par les gouvernements l'imposeront sans doute, et cette contrainte limite le nombre de candidats possibles.

Reste un dernier ensemble de sociétés indépendantes, dans lequel on retrouve EZH aux Pays-Bas, Union Fenosa en Espagne, et enfin Interpower et Erga en Italie, qui doivent être vendues par Enel dans un proche avenir.

En conclusion, l'ensemble des acteurs indépendant est déjà dans la zone d'influence d'un des « géants de l'électricité » ou en passe d'y entrer. En effet, la taille de ces sociétés ne leur permet d'être en position de force sur aucun marché et elles auront plutôt un comportement de « price-taker », imitant les décisions de prix effectuées par des groupes plus grands. S'associer avec les acteurs majeurs par des partenariats ou des prises de participation paraît alors une option à peu près inévitable. Il semble donc que l'intégration progressive des petits acteurs continentaux à l'intérieur des membres de l'oligopole soit inévitable.

Il n'y a pas vraiment de doute sur le fait que les principaux groupes du secteur ont les moyens de procéder à ces acquisitions. On peut ainsi faire une évaluation grossière des actifs qui « restent à

## *L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?*

acheter », les régies municipales étant, nous l'avons vu, en dehors de ce groupe. Il s'agit alors d'entreprises présentes surtout dans le secteur de la production. Une évaluation rapide de leurs capacités cumulées donne un chiffre certainement inférieur à 15 GW. Des opérations impliquant ces acteurs ne devraient donc pas modifier largement le « classement » que nous avons établi au niveau du Tableau 2, et un bouleversement du rapport de force entre les principaux groupes est donc ici à exclure.

Notons que sur le marché anglais, si la consolidation est encore loin d'être achevée, un mouvement similaire se dessine et que EDF (à travers London Electricity), E.ON (Powergen) et RWE (Innogy) occupent déjà tous trois une position très favorable.

Enfin, la Suisse semble devoir échapper à ce mouvement. Les électriciens suisses - dans lesquels certains grands groupes européens comme EDF, RWE ou E.ON ont toutefois des participations - possèdent essentiellement des capacités de production hydrauliques, et ont su développer suffisamment les interconnexions avec leurs voisins pour profiter de la flexibilité que leur procurent ces moyens de production. Cela leur permet de gérer au mieux le potentiel de leur énergie hydraulique, la libérant lorsque les cours sont au plus haut. Ils peuvent ainsi obtenir de très bons résultats, et s'intégrer à un groupe plus vaste n'est pas vraiment utile. On peut faire l'analogie avec la Norvège, qui utilise aussi massivement l'hydroélectricité et présente un nombre de producteurs important et un secteur de l'électricité très peu concentré.<sup>54</sup>

### *De nouvelles « méga-fusions » ou une consolidation des positions acquises ?*

Pour évaluer les probabilités de succès dans des opérations de fusion-acquisition, il est bien entendu nécessaire de prendre en compte la « lecture » qu'en feront les autorités de contrôle des concentrations. Les raisonnements suivis par ces dernières ne devraient pas changer beaucoup par rapport aux précédentes fusions. Les grands groupes que nous avons identifiés seront probablement considérés comme occupant une position dominante ou une position dominante collective sur leur marché national - qui restera sans doute encore assez longtemps le marché pertinent. Des contraintes seront donc probablement imposées pour des fusions avec des entreprises situées dans un pays voisin. En revanche, des fusions entre acteurs dont les « zones d'influence » sont éloignées ne devraient pas être soumises à des conditions très strictes.

Une fusion entre Union Fenosa et Viesgo (Enel) semble ainsi une option envisageable, car elle pourrait permettre à Enel de consolider sa position en Espagne. De même des fusions entre un acteur allemand et un électricien espagnol ou entre Tractebel et un électricien espagnol ou italien ne seraient sans doute pas considérées comme créant des risques de distorsion de la concurrence.

Notons que de tels rapprochements ne remettront pas en cause les fiefs géographiques. De même qu'Enel en Espagne, Endesa est en Italie un acteur de petite taille. Il en va de même avec les positions prises par EDF en Italie, en Espagne ou même en Allemagne. On peut donc anticiper que les acteurs dominants le resteront. Outre que les capacités de production du leader semblent, dans la plupart de ces pays, devoir demeurer bien plus importantes que celles de ses concurrents, il faut tenir compte du type de capacités de production, qui peuvent être plus ou moins stratégiques. Nous avons

---

<sup>54</sup> Notons qu'en outre la loi norvégienne interdit de vendre ces moyens de production à des investisseurs étrangers - ce qui constitue d'ailleurs un obstacle à l'adhésion de la Norvège à l'Union Européenne. L'énergie hydraulique est en effet considérée comme une ressource nationale par le gouvernement norvégien.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

déjà souligné que beaucoup de commentateurs, dont les autorités italiennes chargées de concurrence, reprochent à Enel d'avoir surtout vendu des centrales âgées et peu rentables, et d'avoir su conserver les moyens de production stratégiques.

La voie des fusions « entre égaux » paraît plus difficile. Au-delà des problèmes posés par les fusions transnationales – mécanismes complexes de « dual-listed companies »), elle poserait d'importants problèmes de management, voire de choc culturel. Les électriciens européens sont des entreprises qui ont encore une identité nationale très forte. Un « géant bicéphale » issu de la fusion entre deux « géants de l'électricité » nationaux ne serait donc sans doute pas facile à gérer.

Il est en outre douteux qu'une telle opération soit autorisée par les autorités européennes chargées de la concurrence. Les « géants de l'électricité » seront en effet sans doute considérés comme dominants sur leurs fiefs historiques respectifs. Or, via leurs différentes acquisitions, il n'est pas rare que ces entreprises possèdent chacune des capacités de production sur le fief de l'autre. Une fusion impliquerait alors une réduction sensible de la concurrence pour l'un ou l'autre acteur, serait par conséquent considérée comme affermissant une position dominante, et probablement interdite - ou soumise à la condition que chacune se défasse des moyens de production dont elle dispose sur le fief géographique de l'autre.

Quelques rapprochements restent toutefois envisageables. Une concentration entre un groupe allemand et un groupe espagnol, par exemple, ne soulèverait pas le genre d'objection que nous venons d'évoquer. En effet, de tels groupes ne sont pas présents sur les mêmes marchés. Une telle fusion renforcerait toutefois leur position de grand acteur européen. On pourrait aussi envisager une fusion entre Tractebel et l'un des électriciens du sud de l'Europe, Enel, Endesa ou Iberdrola. Cette fusion permettrait à ces acteurs jusque-là très discrets dans les opérations de fusions-acquisitions d'acquérir une taille plus importante.

Quel impact une telle opération aurait-elle, à terme, sur la situation concurrentielle dans un marché européen unifié ? Il est probable qu'elle resserrerait encore un peu plus l'oligopole que nous avons décrit. Toutefois, l'émergence d'un groupe de taille suffisante pour se poser en rival d'EDF sur ce « marché européen de l'électricité » pourrait aussi avoir des conséquences favorables sur la concurrence, en permettant des « affrontements entre égaux », alors que l'électricien français fait aujourd'hui figure de leader incontesté.

Certaines « prises de positions partielles » ou « montées au capital » feront également l'objet d'une analyse attentive de la part des autorités de la concurrence, en particulier si elles correspondent à une prise de contrôle. Un exemple est la position d'EDF dans Italenergia, un consortium dans lequel EDF est présente, mais dont Fiat reste à ce jour l'actionnaire de référence, et qui est l'actionnaire d'Edison et, à travers Edison, d'Elettrogen. Une montée d'EDF au capital d'Italenergia, impliquant que l'électricien français prenne indirectement le contrôle de producteurs italiens d'électricité, pourrait être analysée selon la même grille que l'achat d'Hydrocantabrico par EnBW/EDP/Cajastur : s'implanter en Italie peut limiter les incitations d'EDF à faire baisser les prix en important l'électricité produite par ses centrales françaises.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

En conclusion, on va sans doute plutôt vers une consolidation des positions acquises par les « géants de l'électricité »<sup>55</sup>, avec éventuellement une réduction du nombre de membres de l'oligopole qui ferait émerger une concurrence plus pressante pour EDF. Un oligopole européen de l'électricité, appuyé sur des fiefs nationaux, semble de toute façon l'organisation la plus probable pour le secteur européen de l'électricité dans les années à venir.

---

<sup>55</sup> EDF, qui est sans doute l'exemple extrême sur ce point, indique ainsi dans son rapport annuel : « après une phase intense de croissance externe, s'employer à tirer le meilleur parti du dispositif qu'il a mis en place, notamment en Europe, en exploitant toutes les synergies de son réseau d'entreprises ».



## CHAPITRE III : FAUT-IL S'EN INQUIETER ?

### Un « oligopole naturel » ?

---

Il existe des économies d'échelle importantes dans les différents segments de la chaîne de valeur.

#### *Production*

L'électricité a longtemps été considérée comme un paradigme des industries à coûts fixes importants, qui tendait de ce fait inexorablement vers une structure de monopole naturel. Cet argumentaire, dont nous avons vu qu'il restait valable aujourd'hui pour le réseau de transport de l'électricité, était naguère appliqué également au segment de la production. A travers l'exemple de la Belgique, nous avons souligné qu'une première consolidation avait été amorcée, entre autres, par le développement de la technologie nucléaire.

Cette technologie implique en effet la construction de moyens de production de grande taille qui représentent un investissement lourd, de l'ordre d'un milliard et demi d'Euros pour une tranche de 1300 MW. En outre, avoir un parc important conduisait à des économies significatives dans la gestion du cycle du combustible et de la maintenance. Enfin, et surtout, le retour d'expérience sur un grand nombre de centrales avait un effet très positif, entre autres en termes de sûreté des installations.

Il est pourtant difficile de comprendre le mouvement de concentration actuel – qui concerne, nous l'avons vu, les moyens de production comme les autres segments de la chaîne de valeur – en appliquant cette analyse. En effet, l'évolution technologique semble plutôt privilégier des moyens de production plus petits, plus flexibles, pour lesquels les économies d'échelle paraissent relativement faibles.

L'exemple le plus souvent évoqué est celui des centrales gaz-vapeur. Il s'agit de capacités de production de l'ordre de 650 MW, dans lesquelles la part du carburant dans les coûts complets est de l'ordre des deux tiers. Il n'y a pas de synergies importantes dégagées entre des unités différentes, et les contraintes de maintenance ou de sûreté sont évidemment bien moindres que celles qui se posent pour le nucléaire. On a pu ainsi affirmer que : *« La régulation de l'électricité vers toujours plus de coordination et de planification semblait s'inscrire dans une logique qui aurait été, en quelque sorte, dictée par le sens de l'histoire. Mais depuis une vingtaine d'années, l'histoire semble avoir changé de sens : [...] l'industrie électrique, après avoir été pendant un siècle un vecteur en forte croissance, mobilisé par les investissements lourds de production, est désormais parvenue à maturité économique. La diffusion internationale des centrales thermiques de petite taille a joué un rôle décisif dans ce processus [...]. C'est ainsi qu'est rompu le cercle vertueux de la croissance rapide, du progrès technique, des investissements lourds et des gains de productivité impressionnants, qui avaient soutenu le développement de l'industrie électrique pendant 30 ans et qui avaient intimement conditionné le régime institutionnel du service public. »*<sup>56</sup>

---

<sup>56</sup> Christian STOFFAËS, *Electricité : Le service public en perspective historique* dans *L'idée de service public est-elle encore soutenable ?*, Paris, PUF, pages 168-172.

## *L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?*

Une telle analyse mérite d'être nuancée. Le développement rapide de la filière gaz-vapeur et le « dash for gaz » qui a marqué les années 1990 n'a pas permis à cette technologie de remplacer intégralement les autres moyens de production. D'abord parce que le renouvellement des parcs de production s'inscrit sur le long terme. Mais aussi parce cette technologie ne sera sans doute pas systématiquement préférée pour la construction de nouvelles centrales. Ainsi, la Finlande a décidé, pour faire face à ses besoins de consommation d'électricité, de construire une cinquième tranche nucléaire d'une capacité de 1.500 MW qui sera opérationnelle en 2010.<sup>57</sup> Nous avons déjà indiqué que les coûts complets de l'énergie nucléaire restaient inférieurs à ceux de la technologie gaz-vapeur. La différence est plus notable encore si l'on intègre l'impact sur l'effet de serre et la nécessité de respecter les accords internationaux conclus à ce sujet.

En outre, puisque le prix auquel on peut se procurer le combustible devient, dans un modèle de production dominé par la technologie gaz-vapeur, un paramètre concurrentiel décisif, il est probable que des acteurs possédant d'importants moyens de production et ayant donc une consommation de gaz élevée en volume et plutôt régulière – effet de lissage –, seront dans une position favorable pour négocier leurs contrats d'approvisionnement. Comme nous l'avons vu avec Centrica, un modèle alternatif est l'intégration avec une entreprise traditionnellement active dans le secteur du gaz naturel. Ainsi, l'évolution technologique ne paraît pas en contradiction flagrante avec le mouvement de consolidation observé.

Toutefois, ces économies d'échelle restent limitées et ne justifient pas à elles seules le mouvement de consolidation.

### *Commercialisation*

Pour étudier les économies d'échelle sur le segment « commercialisation » de la chaîne de valeur, nous devons à nouveau segmenter ce dernier en distinguant selon le type de client visé. Nous l'avons déjà souligné, vendre à de gros consommateurs industriels et vendre à des consommateurs domestiques sont deux activités bien différentes.

Tout d'abord, commercialiser l'électricité au consommateur résidentiel est une activité qu'il est difficile de séparer de l'activité de distribution. Ainsi, en Angleterre, les compagnies de distribution conservent encore aujourd'hui une position assez favorable dans la commercialisation sur leurs zones respectives. Nous avons déjà expliqué quelles en étaient les raisons. Même si un accès des tiers au réseau de distribution est effectif, et à moins que la loi impose une séparation extrêmement stricte entre réseau de distribution et commercialisation, il est probable que la concurrence se fera plutôt à la marge et que le distributeur conservera un net avantage sur les autres fournisseurs.

Si l'on fait exception de l'activité de distribution, la principale tâche d'une entreprise qui gère la commercialisation de l'électricité au consommateur résidentiel est le suivi d'un très large portefeuille de clients et une capacité de négociation pour se fournir l'électricité au meilleur prix. Les économies d'échelle sont alors évidentes. Il est important de pouvoir répartir sur un très grand nombre de clients des frais fixes importants : gestion d'une base de données clientèle performante, publicité. L'effet de volume se complète en outre par un effet de lissage des pics de consommation individuelle, ce qui rend la demande plus prévisible et permet d'éviter des coûts importants si la consommation des

---

<sup>57</sup> La décision prise par le gouvernement d'autoriser cette construction (février 2002) a été approuvée par le Parlement le 24 mai 2002.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

clients qu'on s'est engagé à approvisionner dévie par rapport à la quantité d'électricité dont on s'est assuré la fourniture.

Les chiffres de « taille critique » avancés par les acteurs sont, de fait, assez élevés. Yello, une filiale créée par l'électricien EnBW pour commercialiser sa production en dehors de son territoire d'origine et plus particulièrement en direction des petits consommateurs, ne peut, selon beaucoup d'observateurs, être rentable qu'au-delà de 800.000 clients - chiffre qu'elle n'a pas encore atteint. Le relatif insuccès de cette initiative a d'ailleurs conduit RWE et E.ON à abandonner leurs offres similaires. Lors du rachat de Seeboard par London Electricity<sup>58</sup>, certains commentateurs ont avancé le chiffre de cinq millions de clients pour la « taille critique » dans la commercialisation en directions des petits consommateurs britanniques.

Relevons que cette « taille critique » doit se définir en relation avec une « région » donnée. Pour des raisons linguistiques ou qui tiennent aux structures différentes du réseau de distribution, et du fait des difficultés posées par le transport de l'électricité, il est en effet probable que le marché géographique pertinent pour la « commercialisation » restera assez largement national ou régional. On retrouve alors une forte incitation à s'implanter massivement dans une zone, ce qui rejoint la structure en « fiefs géographiques » que nous avons mise en évidence.

Ainsi, dans le domaine de la commercialisation de l'électricité aux consommateurs résidentiels et professionnels, on est confronté à d'importantes économies d'échelle et à une segmentation régionale du marché qui plaident pour l'établissement de fiefs géographiques.

Notons toutefois que la problématique posée par la commercialisation à des acteurs de grande taille est assez différente, dans la mesure où l'on semble, dans ce domaine, s'orienter plutôt vers des négociations bilatérales entre producteurs et grands consommateurs, avec une intervention marquée des « traders ». Le segment « commercialisation » s'efface alors, et est remplacé par l'activité de négoce, sur laquelle nous allons maintenant nous pencher.

### ***Négoce***

« Nous aimons nous imaginer en Microsoft de l'électricité ». Que ces paroles souvent attribuées à Kenneth Lay, le PDG d'Enron, aient été ou non prononcées par lui, elles traduisent bien l'ambition d'une société, américaine à l'origine et initialement spécialisée dans le transport de gaz, qui s'était largement diversifiée vers l'eau et l'électricité, internationalisée en investissant en Europe et dans les pays émergents, et affirmait avoir inventé un nouveau modèle d'entreprise pour le secteur de l'énergie, fondé sur le négoce et sa capacité à gérer mieux que les autres le tournant de la libéralisation. Une entreprise qui, en dix ans, a multiplié par neuf sa capitalisation boursière... avant de connaître une faillite historique fin 2001.

Analyser le succès puis la chute d'Enron impliquerait un travail approfondi sur des questions de comptabilité ou de gouvernement d'entreprise, qui n'est pas le sujet de cette étude. Pour le secteur de l'électricité en Europe Continentale, cet événement n'est certes pas sans conséquence, et nous avons d'ailleurs souligné qu'il avait un impact certain sur les bourses de l'électricité de cette zone. En outre, il élimine un acteur dont certains analystes pensaient qu'il pouvait bouleverser les règles du jeu dans le secteur.

---

<sup>58</sup> *Les Echos*, édition du 24 juin 2002.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

Il amène aussi à reconsidérer le négoce d'électricité, et souligne que les entreprises actives dans ce secteur doivent disposer de moyens de production suffisants si elles veulent se couvrir contre les risques inhérents à un marché dont nous avons souligné l'extrême volatilité.

Aujourd'hui, le négoce cherche donc encore ses modèles, avec essentiellement deux types d'acteurs. D'un côté les producteurs / fournisseurs d'électricité qui, comme nous l'avons souligné ci-dessus, ont besoin de « surveiller » la cohérence des politiques choisies dans leurs deux activités, de l'autre des banques qui souhaitent valoriser leur expérience des marchés. Elles espèrent en particulier trouver ici des débouchés pour des produits structurés innovants, avec l'espoir que la volatilité des marchés de l'électricité leur permettra de jouer un rôle d'intermédiation très rémunérateur. Il va de soi que ces derniers acteurs ne souhaiteront pas devenir des fournisseurs d'électricité, même s'ils achètent des moyens de pointe pour se prémunir contre des pertes trop élevées.

En conclusion, l'évolution de l'activité de négoce ne nous paraît pas remettre en cause les parts de marché relatives des entreprises du secteur sur les segments production et consommation. En revanche, elle influencera directement leur profitabilité, et il est certain que ceux qui sauront le mieux profiter des possibilités d'arbitrage offertes par un marché libéralisé et les nouvelles opportunités de la convergence électricité - gaz y trouveront de gros avantages. En conclusion, nous doutons qu'elle aboutisse à un changement radical de l'organisation industrielle du secteur.

### **L'intégration verticale et la subsistance de fiefs géographiques : un mal nécessaire ?**

#### ***Etre intégré verticalement permet de lisser les cycles d'activité***

Nous avons souligné les causes rationnelles qui poussaient à l'intégration, d'une part entre Gestionnaire du Réseau de Transport et entreprises actives sur le secteur de la production, et d'autre part entre Gestionnaire du Réseau de Distribution et entreprises actives sur le segment « commercialisation ». Ce mécanisme explique en partie qu'une intégration verticale subsiste en Europe. Il nous semble toutefois que, même dans un contexte de séparation totale entre gestion des réseaux de transmission et activités concurrentielles, l'intégration entre production et commercialisation continue à avoir une rationalité économique, et ce indépendamment des difficultés que nous avons déjà soulignées, liées au fait que les acteurs déjà présents sont intégrés et peuvent utiliser cette propriété pour empêcher l'entrée de « pure players ».

En effet, comme nous l'avons indiqué, une part importante des consommateurs d'électricité (plus de la moitié de la consommation totale) combine, sans doute pour un temps encore assez long, deux propriétés originales :

- (1) Ces consommateurs souhaitent avoir à court terme le droit de décider unilatéralement – quoique bien sûr dans certaines limites – de leur consommation,
- (2) Ils ne veulent pas avoir à prendre garde à d'incessantes modifications de tarifs, ont tendance à être sensibles aux variations de prix à la hausse mais ont encore peu l'habitude de faire jouer la concurrence pour chercher des offres plus avantageuses. De plus, ils ont un pouvoir politique non négligeable pour limiter la liberté de tarification des acteurs.

Considérons donc un entrepreneur A, actif dans le segment « commercialisation » de la chaîne de valeur. Puisqu'il est nécessaire d'équilibrer globalement production et consommation, il est probable que les règles qui régissent le secteur vont d'une façon ou d'une autre contraindre A de ne

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

pas vendre à ses clients plus que ce qu'il est capable de se procurer<sup>59</sup>. Or, du fait de (1), A ne peut ni agir à court terme sur la consommation de ses clients, ni la prévoir avec assez de certitude à moyen terme. Il peut alors se trouver dans une situation très difficile s'il ne dispose pas de moyens de production propres. En effet, il va lui falloir s'approvisionner auprès de producteurs qui pourront, si le marché est tendu, lui imposer des prix prohibitifs. S'intégrer en amont en acquérant des moyens de production est donc, pour A, une solution pour limiter ce risque.

D'autre part, (2) implique une très forte inertie des prix que A peut facturer à ses clients, tandis que (1) implique que la consommation totale fluctue très vite et de façon assez imprévisible. En outre, nous savons que les capacités de production s'adaptent lentement, au rythme de la construction de nouvelles centrales.

Les entreprises qui sont présentes dans le secteur de la commercialisation ont donc des coûts d'approvisionnement qui fluctuent très vite, et des prix de ventes plutôt inertes. Il est probable que les fluctuations des coûts d'approvisionnement sont beaucoup plus importantes que les fluctuations des coûts de production, du fait des situations de concurrence imparfaites qui prévalent en particulier quand le marché est tendu. Une intégration verticale entre production et consommation limite cette variabilité des profits.

Dans une vision à plus long terme, les profits de A vont évoluer selon qu'on se trouve plutôt dans une situation de « surcapacité » ou de « sous-capacité ». Nous avons déjà souligné qu'un tel concept était à manier avec prudence. Il n'en demeure pas moins qu'on doit s'attendre à trouver des périodes dans lesquelles il y a « plutôt trop » de moyens de production et des périodes dans lesquelles il y en a « plutôt pas assez ».

Dans une période de « surcapacité » marquée, la création de valeur se déplace en principe vers la commercialisation : les producteurs ont tendance à se faire une concurrence plus acharnée, tandis que les prix acceptés par les consommateurs restent stables. En effet, baisser les prix ne permet pas à l'entreprise A évoquée ci-dessus de prendre d'importantes parts de marché à ses concurrents, car les clients ne vont pas « chercher ailleurs » tant que leur facture n'augmente pas. En revanche, A va bénéficier d'importants rabais consentis par les producteurs.

Dans des périodes de « sous-capacité », les prix pratiqués par de purs producteurs vont pouvoir atteindre des niveaux très élevés, tandis que le segment « commercialisation » va hésiter à répercuter ces coûts au niveau du client final. Tout d'abord parce que des contraintes législatives peuvent l'en empêcher. Mais aussi parce que relever ses tarifs impose de donner un signal qui mécontente fortement les clients et les incite à aller vers d'autres fournisseurs.

La diversité dans la répartition des marges par activité entre les différents pays européens confirme ce raisonnement. Dans de nombreuses régions, l'Espagne présente des marges de capacités assez faibles, et ce pays a même connu des coupures de courant pendant l'hiver 2001-2002. Les activités de production y dégagent une marge proche de 50 %, alors les activités de vente ont une marge proche de 15 %. Au contraire, sur la plaque continentale interconnectée, les moyens de production sont plus abondants, et l'essentiel de la marge revient à la vente et à la distribution.

---

<sup>59</sup> En France, le mécanisme de « responsables d'équilibre », qui permet de mutualiser les écarts individuels de consommation et de production entre plusieurs acteurs de petite taille, est destiné à limiter cet effet mais ne l'élimine pas totalement.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

Il est bien sûr dangereux de spéculer sur ce que sera l'évolution des capacités de production dans un environnement libéralisé. D'autant qu'il est possible que les pouvoirs publics interviennent pour « guider » les investissements. Une analogie sommaire avec le marché de l'immobilier laisse toutefois penser que des périodes de « sous-capacité » peuvent très bien alterner avec des périodes de « surcapacité », et que la valeur va donc se déplacer de façon cyclique de la production à la commercialisation et vice-versa. Dans un tel contexte, un acteur intégré verticalement a la possibilité de lisser ses profits, et d'éviter cette alternance de « vaches maigres » et de « vaches grasses ».

### ***Bilan***

Bien qu'elles aient fortement diminué, des économies d'échelle importantes sont toujours présentes en production. Ces économies d'échelle sont encore plus marquées dans le segment « commercialisation » de la chaîne de valeur, dans lequel la taille critique est, à l'intérieur d'une zone géographique donnée, particulièrement élevée. Il est donc naturel d'avoir, en production, des entreprises de grande taille et en commercialisation des entreprises de grande taille également, appuyées sur un fief géographique qui coïncidera souvent avec une zone de distribution.

En outre, nous avons vu qu'il était assez naturel que les acteurs soient équilibrés entre production et commercialisation, et que cela permettait d'assurer une certaine stabilité aux entreprises. Ce mécanisme renforce le précédent, et leur combinaison donne une justification économique à la tendance observée, c'est-à-dire à la création d'entreprises de grande taille, appuyées sur un fief géographique.<sup>60</sup>

## **Des risques de distorsion de concurrence**

---

### **Une organisation industrielle propice aux comportements de collusion ?**

#### ***Les spécificités du bien électricité favorisent l'émergence de positions dominantes collectives dans un marché concentré.***

Des marchés oligopolistiques, c'est-à-dire des marchés sur lesquels un petit nombre d'entreprises représente une part prépondérante de l'offre, peuvent être extrêmement concurrentiels. Mais il est également possible que les circonstances amènent les acteurs, sans nécessairement s'entendre de façon formelle, à coordonner leur comportement, voire à agir comme une unique entité. On parle alors de collusion tacite. Lorsque les caractéristiques du bien et les conditions dans lesquelles évoluent les acteurs implique que la collusion tacite est le comportement qu'adopteraient des acteurs rationnels, on parle de position dominante collective. Nous avons vu que ce concept avait joué un rôle dans l'évaluation des fusions-acquisitions réalisées dans la décennie passée. Avant d'expliquer dans

---

<sup>60</sup> Notons que, dans des zones marquées par une prédominance de la technologie gaz-vapeur, ce schéma s'appliquerait sans doute mieux à un ensemble gaz + électricité, les moyens de production en électricité étant en partie substituables à des capacités d'approvisionnement en gaz. L'exemple de Centrica, évoqué plus haut, est à cet égard significatif. Cependant, une telle évolution suppose une prééminence des moyens de production gaz-vapeur, laquelle n'est pas garantie à l'échelle de temps considérée, et nous avons donc préféré restreindre notre analyse au secteur de l'électricité.

## *L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?*

quelle mesure il s'applique à l'organisation industrielle que nous venons de décrire, il nous faut préciser les mécanismes généraux qui le favorisent.

Nombre de modèles microéconomiques analysent les mécanismes de collusion entre vendeurs. En général, ces modèles se ramènent au paradigme du « dilemme du prisonnier ». Celui-ci fait référence à l'anecdote suivante : deux prisonniers ont le choix entre se taire tous les deux, auquel cas ils sont condamnés à un an de prison chacun, ou traiter avec le juge en accusant l'autre. Si les deux prisonniers s'accusent l'un l'autre, ils sont condamnés à cinq ans de prison, mais si l'un des deux accuse l'autre et que l'autre se tait, celui qui s'est tu est condamné à cinq ans de prison, tandis que celui qui a parlé est libéré. On voit que les deux prisonniers ont intérêt à se taire tous les deux – un an de prison pour tous les deux - plutôt que de s'accuser mutuellement – cinq ans de prison pour tous les deux -, mais que chacun a intérêt à trahir l'autre, si ce dernier ne parle pas.

De même que les deux prisonniers, des entreprises présentes sur un même marché auraient en fait toujours intérêt à fixer les prix comme si elles n'en formaient qu'une seule, plutôt que de se faire concurrence. Mais si toutes les autres entreprises respectent le prix de monopole, chacune a intérêt à baisser un peu son prix pour prendre des parts de marché à ses concurrentes. Dans bien des cas, l'équilibre coopératif est donc instable, comme dans le « dilemme du prisonnier ».

Reprenons l'exemple des deux prisonniers. Des mécanismes de représailles peuvent leur « permettre » de se coordonner sur la solution qui leur est globalement la plus favorable. Par exemple, chacun a des complices qui peuvent, en cas de trahison, « éliminer » l'autre prisonnier ou s'en prendre à ses proches. De tels mécanismes de représailles peuvent résulter d'un accord préalable explicite – avec la remise de « gages » ou d'otages – ou être le fruit des circonstances.

Un même mécanisme de représailles peut s'établir entre les entreprises présentes sur un même marché. Si ce mécanisme ou des éléments qui le favorisent, sont mis en place par un accord formel, en particulier s'il y a une entente secrète sur les prix, on parle de cartel, et la législation communautaire peut interdire ce type d'accords<sup>61</sup>. La « position dominante collective » correspond à une situation dans laquelle le mécanisme de représailles dérive des conditions mêmes de la concurrence et est suffisant pour permettre un comportement collusoire, même si les acteurs ne se coordonnent pas explicitement – et n'enfreignent donc pas les règles de la concurrence.

Il est évident que l'établissement d'un cartel est plus probable dans le contexte d'un oligopole que lorsque l'offre est beaucoup plus atomisée mais, comme nous l'avons indiqué ci-dessus, l'oligopole peut être concurrentiel. Ainsi, dans le cadre d'un contrôle des concentrations, c'est bien l'établissement ou le renforcement d'une position dominante (éventuellement collective) qui est interdit - voir encadré 7 -, la législation communautaire laissant aux instances antitrust le soin d'empêcher les collusions explicites.

Le mécanisme de « représailles » est suffisamment dissuasif lorsque le fait de rompre l'« équilibre de non-concurrence » (« respecter l'omerta » dans le cas des deux prisonniers) s'accompagne de coûts qui ne sont pas compensés par le profit envisagé.

---

<sup>61</sup> L'article 81 paragraphe 1 du Traité instituant la Communauté Européenne interdit « tout accord entre entreprises, toutes décisions d'associations d'entreprises et toutes pratiques concertées qui sont susceptibles d'affecter le commerce entre Etats Membres et qui ont pour objet ou effet d'empêcher, de restreindre ou de fausser le jeu de la concurrence ». L'article 81 (3) prévoit un certain nombre d'exemptions à cette interdiction.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

C'est par exemple le cas si les conditions de la demande et les contraintes subies par la production sont suffisamment transparentes pour que tous les acteurs soient en mesure de déterminer l'équilibre de non-concurrence, et que les entreprises soient capables de réagir suffisamment vite, si l'une d'entre elles dévie, pour qu'il ne soit pas possible à cette dernière de récolter le profit espéré.

Le secteur de l'électricité présente un certain nombre de caractéristiques qui peuvent faire craindre l'établissement d'un tel mécanisme, au moins à l'aval immédiat de l'activité de production. Nous en avons déjà souligné un certain nombre :

- Les technologies utilisées par tous les acteurs sont très semblables. Il ne paraît pas qu'il y ait de rupture technologique importante à prévoir dans le futur proche. Tous les acteurs connaissent donc assez précisément la structure de coûts de leurs concurrents.
- Le produit est simple, et les signaux de différenciation sont très limités. La concurrence se fait donc pour l'essentiel sur le prix pratiqué.

En outre :

- Les prix pratiqués sont assez faciles à observer pour les différents acteurs. Même si les prix consentis aux principaux clients restent bien entendu confidentiels, il existe un certain nombre d'indices publiés par différentes agences, comme l'agence Platts, qui donnent une idée assez précise de l'état du marché.
- La structure de la *demande* est connue de tous – même si la *consommation* est plus difficile à prévoir.

En définitive : la concurrence se fait par le prix ; il est facile pour les différents acteurs de deviner quel niveau de prix est mutuellement avantageux ; enfin, une entreprise qui dévierait de cette politique serait rapidement identifiée, et cela provoquerait une réaction rapide de ses concurrents qui l'empêcherait de profiter de son écart à la règle tacitement adoptée. On est donc bien dans des conditions qui favorisent à première vue l'établissement d'une position dominante collective.

Cette « spécificité » du secteur est à juste titre soulignée dans le texte de la décision prise par la Commission Européenne au sujet de la fusion VEBA-VIAG<sup>62</sup>. Il faut certes souligner que, dans ce cas précis, des participations croisées tissaient des liens encore plus étroits entre les acteurs, ce qui confortait l'hypothèse qu'un duopole non concurrentiel risquait de s'instaurer. De façon plus large, le raisonnement esquissé ci-dessus incite à la prudence, dès qu'un « marché pertinent » pour la vente en gros d'électricité présente un niveau de concentration élevé.

### ***La présence de « fiefs géographiques » augmente le pouvoir de rétorsion des acteurs.***

L'analyse que nous venons d'ébaucher ne prend pas en compte les caractéristiques géographiques mises en évidence au chapitre II. Or, comme nous l'avons vu, la carte qui se dessine ressemble plus à un patchwork de fiefs géographiques, sur chacun desquels un acteur dominant est confronté à la concurrence de ses voisins, qu'à un grand marché unifié oligopolistique.

---

<sup>62</sup> Affaire N° COMP/M.1673, Décision de la Commission du 13 juin 2000, paragraphes 71 à 77 et paragraphes 81 à 84.



## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

Il convient d'intégrer cet aspect et d'étudier dans quelle mesure il nuance ou confirme notre première impression.

Un acteur dominant ne peut en général augmenter ses prix que jusqu'à une certaine limite, au-delà de laquelle il devient intéressant pour des sociétés extérieures au marché de venir s'y établir. Mais l'importance du « ticket d'entrée » qu'un tel concurrent potentiel doit accepter de payer pour avoir accès au marché, c'est-à-dire pour l'essentiel l'importance des coûts fixes, peut parfois fortement réduire ce mécanisme modérateur<sup>63</sup>. Dans le cas du secteur de l'électricité, le ticket d'entrée est, nous l'avons vu, très élevé pour de « nouveaux entrants ». Il est donc vraisemblable que la concurrence potentielle proviendra plutôt des « géants de l'électricité » établis sur des fiefs voisins.

Or, les « géants de l'électricité » que nous avons identifiés sont de tailles comparables et ont souvent les moyens de risquer des « raids » à destination du fief adjacent, surtout s'ils y ont acquis des moyens de production. Dans la mesure où le réseau de transport est assez largement dimensionné, une concurrence de proche en proche est alors envisageable, recréant le marché oligopolistique évoqué ci-dessus. La possibilité de tels « raids » est un facteur déterminant pour « discipliner » les acteurs dominants, et les mécanismes de collusion tacite entre les « géants de l'électricité » jouent donc un rôle critique dans cette « discipline par la concurrence à la marge ».

Or, la présence de « fiefs géographiques » pourrait exacerber cette tendance à la collusion. Supposons que l'entreprise A possède une filiale A' dans le fief de l'entreprise B, et que l'entreprise B possède une filiale B' dans le fief de l'entreprise A. Menacée dans sa « zone d'influence » par une baisse des prix pratiqués par B', A peut riposter en attaquant B par l'intermédiaire de sa filiale A'. Ce mécanisme de rétorsion peut a contrario amener les deux entreprises à respecter une répartition des zones d'influence, au sens où A' suivra simplement les décisions de B et où B' suivra simplement les décisions de A. Notons que le problème est plus aigu que dans le cas où les entreprises ne peuvent pas définir de zones de dominance nettement séparées, car la répartition des rôles entre « leader » et « follower » est alors beaucoup moins facile à effectuer.

**Pourtant, les prix à la production restent modérés.**

### ***Une modération strictement conjoncturelle... voire stratégique ?***

Les analyses que nous venons de développer ne paraissent pas corroborées par l'évolution des prix observés sur les marchés de gros.

En effet, comme nous l'avons déjà souligné, le niveau des prix de gros à long terme pour l'électricité en France et en Allemagne est de l'ordre du coût variable des centrales gaz-vapeur (25 Euros par MWh), un niveau qui ne permet pas de recouvrer les coûts fixes des centrales utilisant cette technologie.

La modération de ces prix est sans doute la conséquence de la surcapacité actuelle sur la zone France-Allemagne. En effet, la présence de nombreuses centrales nucléaires au coût variable très faible (9 Euros par MWh) incite les producteurs d'électricité à utiliser ces moyens autant que faire se

---

<sup>63</sup> Pour une étude plus détaillée de cette problématique, voir : William J. Baumol, John C. Panzar and Robert D. Willig, *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure* (New York : Harcourt Brace Jovanovich, 1982).

## *L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?*

peut, ce qui tire les prix vers le bas ; les propriétaires de centrales gaz-vapeur se retrouvent confrontés au même dilemme et préfèrent utiliser leurs centrales dès que le cours du marché dépasse leur coût variable. Le prix se fixe donc tout naturellement entre le coût variable et le coût complet de l'électricité produite à partir d'une centrale gaz-vapeur.

Cette modération est donc conjoncturelle, en ce sens qu'elle est intimement liée à la situation de relative surcapacité.

La volonté des électriciens à continuer leurs opérations de consolidation en Europe contribue peut-être également à limiter les risques de collusion. La perspective de devoir fréquemment négocier avec les autorités chargées de la concurrence une autorisation pour des opérations importantes a sans doute un effet dissuasif qui renforce la « peur du gendarme antitrust ».

Notons toutefois que le « niveau de prix » considéré ici est un niveau de prix « hors périodes de crise ». Ces dernières correspondent à des pics de consommation mal anticipés, pendant lesquelles les prix peuvent atteindre des niveaux vertigineux. Toutefois, l'analyse est ici différente. Que les acteurs qui se trouvent dans la situation où ils possèdent un moyen de production critique puissent le valoriser à court terme paraît en effet naturel, et n'est pas anormal. Les risques de collusion à très court terme sont du reste assez limités. En revanche, la question de la gestion des capacités, et d'un éventuel sous-investissement stratégique, menant à une pénurie qui profite aux différents acteurs, mérite d'être posée, et nous la traiterons plus en détail par la suite.

### *Le coût complet d'une centrale gaz-vapeur : un « juste prix de long terme » ?*

Si l'on peut considérer le niveau des prix actuels en France et en Allemagne comme la conséquence d'une surcapacité héritée de l'histoire, on peut aussi penser que, à plus long terme, cette surcapacité se résorbera. Des investissements dans de nouveaux moyens de production seront alors nécessaires. Ils ne seront possibles que si les prix anticipés au moment de la décision sont suffisants pour rentabiliser les coûts complets anticipés.

En l'absence de barrières à l'entrée, le prix de long terme ne devrait en outre pas s'établir très au-dessus des coûts complets. En effet, de nouveaux entrants auraient dans ce cas la possibilité d'apporter une capacité de production supplémentaire et de concurrencer les acteurs plus anciens en cassant les prix. Le point crucial est ici l'absence de barrières à l'entrée, c'est-à-dire d'obstacles aux investissements. L'approche « de court terme » choisie dans cette section doit donc être complétée par une approche « de long terme », que nous privilégierons dans la section suivante.

Toujours dans cette hypothèse de faibles barrières à l'investissement, on peut penser que les coûts de long terme vont et doivent converger vers le coût complet des moyens de production les moins onéreux. Soulignons à nouveau que cela n'est vrai que si de nouveaux investissements sont nécessaires. Si ce n'est pas le cas, on peut très bien imaginer au contraire que le prix s'établisse aux alentours des coûts variables, en attendant une résorption du surplus de moyens de production.

Une particularité du marché électrique européen est que les technologies les plus « efficaces » à l'aune de leurs coûts complets sont exclues des investissements envisageables<sup>64</sup>. Les chiffres cités ci-

---

<sup>64</sup> Soulignons ici encore que le mode de calcul de ces « coûts complets » et les hypothèses associées peuvent être l'objet de débats importants, et que ces données doivent être prises en compte avec prudence. Il est par exemple difficile de déterminer le « coût complet » d'un barrage inondant une vallée alpine, et l'on peut

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

dessus décrivent l'hydraulique et le nucléaire comme les moyens les plus compétitifs – au bémol près que les coûts de reclassement des centrales nucléaires sont difficiles à évaluer. Or, les investissements dans ces technologies se heurtent à des obstacles importants. Pour l'hydraulique, on peut considérer que tous les sites potentiels sont déjà utilisés en Europe occidentale. Et les oppositions au nucléaire demeurent très vives, même dans les pays qui n'ont pas officiellement annoncé leur intention de renoncer à cette technologie.

Deux conséquences dérivent de ce point. Tout d'abord, la « centrale marginale » sera sans doute une centrale gaz-vapeur, et le niveau de prix de référence sera le coût complet d'une telle centrale. Ensuite, les entreprises qui possèdent des moyens de production hydrauliques ou des centrales nucléaires bénéficieront probablement d'une « rente » par rapport au prix du marché. C'est particulièrement vrai pour l'hydraulique, qui peut en outre valoriser sa flexibilité. Notons toutefois que cette rente ne s'accompagne pas d'un mécanisme de rationnement du consommateur : du fait de la lourdeur des investissements, les propriétaires de centrales nucléaires ont au contraire une forte incitation à les faire fonctionner au maximum de leurs capacités. Des mécanismes de transferts forfaitaires peuvent alors permettre de récupérer le surplus capté par ces entreprises.

### ***Bilan***

Si des risques de collusion sur les prix existent, et sont bien entendu renforcés dans un environnement très concentré, ils ne semblent donc pas constituer une préoccupation majeure, sauf dans le cas d'une erreur manifeste de « market design », comme l'était sans doute la mise en place du « pool » britannique.

L'adaptation des capacités de production aux besoins est un élément décisif tout au long de cette analyse. La « surcapacité » relative que connaît actuellement la zone France-Allemagne est une barrière à l'entrée mais aussi une cause du niveau de prix assez bas observé sur cette zone. A long terme, si cette capacité se résorbe, les barrières à l'entrée pour la construction de nouveaux moyens de production joueront un rôle décisif dans l'évolution du niveau de prix. Si elles sont suffisamment faibles, celui-ci devrait s'établir aux environs du prix d'une centrale gaz-vapeur.

Il est donc naturel de nous intéresser maintenant aux décisions d'investissement. Ce qui va en outre nous amener à compléter notre analyse, jusqu'ici ciblée sur les conditions de la concurrence, et à réfléchir sur la problématique sensible de la sécurité d'approvisionnement.

## **Des dangers pour la sécurité d'approvisionnement ?**

---

### **Choix de capacités de production et oligopole**

#### ***Un oligopole de Bertrand ou un oligopole de Cournot ?***

Elargir la réflexion à la problématique d'investissement dans des moyens de production force, d'une part à élargir l'horizon temporel et d'autre part à analyser plus en profondeur la façon dont les

---

arguer des incertitudes sur l'avenir des déchets nucléaires pour réévaluer les « coûts complets » associés à la technologie nucléaire.

## *L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?*

entreprises se font concurrence. Jusqu'ici, nous avons vu que le principal levier à la disposition des entreprises était le choix du prix de vente de l'électricité – même si des modèles plus complexes pouvaient éventuellement émerger au niveau de la commercialisation à l'utilisateur final. Les acteurs ont en réalité un autre moyen d'action : le choix de leurs capacités de production. Un modèle très simple, fondé sur les paradigmes de la concurrence « à la Bertrand » et de la concurrence « à la Cournot » permet de mieux comprendre les mécanismes en œuvre.

Nous avons déjà souligné le fait que la concurrence entre les membres d'un oligopole pouvait être très vive. Sous certaines conditions, on peut même justifier que la présence de deux concurrents donne le même résultat du point de vue du consommateur que la présence d'une multitude d'entreprises, évoluant dans un univers de concurrence parfaite. Ce phénomène a pour la première fois été mis en évidence par Bertrand en 1883. Une démonstration plus formelle est faite dans l'encadré 8, mais le résultat peut s'exprimer de façon assez simple. L'hypothèse fondamentale est que les deux acteurs ont des capacités de production infiniment adaptables et se contentent de choisir leurs prix. On suppose en outre que vendre à un prix plus faible que son concurrent suffit à lui prendre toute sa clientèle. Dans ce cas, deux entreprises présentes sur le même marché vont se livrer une guerre des prix si intense qu'on va retrouver une situation analogue à celle de la concurrence parfaite.

Cette conclusion s'oppose à celle qu'obtient le modèle de la concurrence en quantités, décrit par Cournot en 1838, dans son ouvrage « Recherches sur les Principes Mathématiques de la Théorie des Richesses ». Dans ce modèle, un duopole a, comme un monopole mais à un degré moindre, tendance à rationner le consommateur, même si les deux entreprises se font concurrence et ne coordonnent pas leurs comportements – voir encadré 8.

Il nous semble que, selon l'horizon temporel considéré, le secteur de l'électricité est assez bien décrit par l'un ou l'autre de ces modèles.

A court terme - en deçà de la durée de construction d'une centrale -, les capacités de production sont fixes. Tant que les capacités de production mobilisables sont supérieures à la demande, la concurrence est plutôt une concurrence en prix. Il est donc probable qu'elle sera intense, sauf collusion tacite ou explicite entre les différents acteurs. En revanche, à plus long terme, les entreprises choisissent leurs capacités de production, et se font une concurrence « à la Cournot ».

Cette analyse peut faire craindre qu'un oligopole ne sous-investisse par rapport à l'optimum afin de rationner les consommateurs. Crainte d'autant plus forte qu'un sous-investissement a des conséquences disproportionnées dans le secteur de l'électricité, car il pose des problèmes systémiques de sécurité d'approvisionnement et de bon fonctionnement de l'ensemble des transactions. Le spectre de la crise californienne ne serait ainsi pas simplement le contre-exemple d'une libéralisation mal négociée et bâclée, mais traduirait aussi un risque réel et profond associé à un environnement libéralisé.

**Encadré 8 : Oligopole de Bertrand et oligopole de Cournot**

Oligopole de Bertrand :

On considère un marché sur lequel on fait les hypothèses simplificatrices suivantes :

- Il y a deux entreprises sur ce marché, repérées par les indices 1 et 2
- Pour les deux entreprises, produire la quantité  $q_i$  coûte  $c \cdot q_i$ .  $c$  est le coût marginal.
- La fonction de production a des rendements décroissants : produire deux fois moins permet de diviser les coûts par plus que par deux.
- Les entreprises choisissent les prix  $p_1$  et  $p_2$  auxquels elles vendent leur marchandise, et adaptent immédiatement leur production.
- Le bien produit est identique pour les deux entreprises. Il s'établit un prix unique  $p$ , qui correspond à la demande globale  $D(p) = q_1 + q_2$

On suppose qu'il n'y a qu'une période, ou que les périodes sont toutes indépendantes.

Les deux entreprises maximisent leur profit, en prenant en compte la fonction de réaction de leur concurrent.

Supposons que  $p_1$  soit plus grand que  $c$ . Si l'entreprise 2 choisit  $p_2$  très légèrement inférieur à  $p_1$ , elle obtient tout le marché, et réalise le profit  $(p_2 - c) \cdot D(p_2)$ , alors que si elle choisit  $p_2 = p_1$ , elle réalise un profit  $0,5 \cdot (p_1 - c) \cdot D(p_1)$ . L'entreprise 2 aura donc intérêt à choisir un prix très légèrement inférieur à  $p_1$ , puis l'entreprise 1 un prix très légèrement inférieur à celui choisi par l'entreprise 2, et ainsi de suite.

L'équilibre est alors  $p_1 = p_2 = c$ .

Un raisonnement analogue peut être conduit dès qu'il y a plus de 2 entreprises sur le marché.

Oligopole de Cournot :

On fait les mêmes hypothèses, à cette différence qu'ici les entreprises choisissent les quantités produites  $q_1$  et  $q_2$ . On note  $P$  la fonction inverse de  $D$  :  $P(q) = p$  est équivalent à  $q = D(p)$ .

L'entreprise 1 choisit  $q_1$  en fonction de  $q_2$  afin de maximiser son profit  $(P(q_1 + q_2) - c) \cdot q_1$ .

Elle choisit donc :  $P'(q_1 + q_2) \cdot q_1 + P(q_1 + q_2) = c$ .

De même l'entreprise 2 choisit  $q_2$  afin que :  $P'(q_1 + q_2) \cdot q_2 + P(q_1 + q_2) = c$ .

On obtient :  $q_1 = q_2 = 0,5 \cdot q$ , avec :  $0,5 \cdot P'(q) \cdot q + P(q) = c$ .

Le prix s'établit donc à :  $p = P(q) = c \cdot (1 + M)$ .

$M = - (1/2) \cdot (P'(q) / P(q))$  est le taux de marge et cette formule se généralise à un oligopole à  $n$  entreprises (y compris à un monopole pour lequel  $n = 1$ ) ; on obtient :

$M = \varepsilon / n$ , où  $\varepsilon = - P'(q) / P(q)$  est l'élasticité de la demande par rapport au prix.

### ***Une analogie avec l'industrie du ciment***

Avant de confronter cette analyse au secteur de l'électricité proprement dit, il est intéressant de voir dans quelle mesure elle peut s'illustrer par d'autres exemples concrets. Entreprendre l'étude détaillée d'un autre secteur n'était toutefois pas envisageable dans le cadre de notre travail. Cette section est donc fondée sur un article de Claude d'Aspremont, David Encaoua et Jean-Pierre Ponsard, consacré au secteur du ciment, et inclus dans *Market Structure and Competition Policy, Game Theoretic Approaches*. Cet ouvrage, publié par Cambridge University Press en 2000, regroupe douze articles consacrés à des approches de type « théorie des jeux » pour l'analyse des politiques de la concurrence.

Soulignons à nouveau que nous ne cherchons pas ici à mener une réflexion sur le secteur du ciment en tant que tel ou d'évaluer la pertinence des modèles économiques présentés dans l'article cité. Notre objectif est de présenter ces modèles et de voir dans quelle mesure les mécanismes sous-jacents pourraient s'appliquer au secteur de l'électricité.

Le « bien électricité » et le « bien ciment » sont certes très différents, mais plusieurs caractéristiques relevées par d'Aspremont, Encaoua et Ponsard à propos du second rappellent les « spécificités » que nous avons indiquées au sujet du premier.

Tout d'abord, comme l'électricité, le ciment est un bien homogène, standardisé (il existe en fait une douzaine de types de ciment), et pour lequel la « différenciation verticale »<sup>65</sup> en termes de qualité est faible.

C'est un bien marqué par une assez forte « différenciation horizontale », due à des coûts de transport élevés – jusqu'à deux fois le coût de production. Cette différenciation est renforcée par la présence de variantes dans les spécifications adoptées dans les différents pays. Pour l'électricité, les coûts du transport sont proportionnellement beaucoup plus faibles – 10 % des coûts de production environ – mais le transport pose d'autres problèmes, en particulier des impossibilités physiques comme les congestions. Il y a donc une nouvelle analogie entre les deux secteurs : le bien correspondant se « transporte mal ».

La demande en ciment est liée à l'activité des chantiers de construction et par conséquent à la densité de surfaces bâties et à bâtir. Sa répartition géographique ressemble donc assez largement à celle de la demande d'électricité. De même, la demande de ciment, comme la demande d'électricité, a une faible élasticité au prix. En effet, le ciment représente environ 2 % du coût d'une construction. Son niveau de prix influe donc peu sur les décisions de commencer un chantier, lesquelles déterminent pourtant directement et mécaniquement le niveau de la demande en ciment. Sur le long terme, l'évolution paraît cyclique, avec, dans la plupart des pays d'Europe, un mouvement de baisse modérée de la demande entre 1974 et 1995, lequel peut être rapproché de la croissance lente de la demande d'électricité dans la majeure partie de l'Europe Continentale aujourd'hui.

---

<sup>65</sup> On appelle « différenciation verticale » une différenciation entre les produits, par rapport à laquelle tous les consommateurs ont les mêmes préférences (Exemple : « Sur la plage, un jour d'été, une boisson fraîche est préférable à une boisson tiède coûtant le même prix. »), alors qu'on parle de « différenciation horizontale » quand les différents consommateurs ne « classeraient » pas les biens dans le même ordre. La différenciation géographique (« un verre d'eau à l'extrémité nord de la plage ou à son extrémité sud ») est un exemple typique de « différenciation horizontale ».

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

Comme la production d'électricité, la production de ciment requiert des coûts fixes importants – aux alentours de 65 % des coûts complets. Nous avons vu que, pour l'électricité, ce rapport différerait fortement selon le mode de technologie adopté. Le « mix énergétique » européen actuel correspond toutefois à une répartition moitié-moitié entre coûts fixes et coûts variables.

Enfin, l'analogie se poursuit au sujet de la longévité des installations. De même que les centrales électriques, les moyens de production dans l'industrie du ciment – les carrières – ont une assez grande longévité – de vingt à trente ans.

Encaoua, d'Aspremont et Ponsard recensent un ensemble d'études fondées sur la théorie des jeux, qui donnent des intuitions intéressantes sur la façon dont ces caractéristiques doivent être prises en compte pour évaluer l'effet de la politique antitrust sur la concurrence.

Le terme de « concurrence » est ici équivoque. Comme nous l'avons vu dans le secteur de l'électricité, la concurrence est fortement influencée par les choix de capacité ou par la possibilité de nouvelles entrées sur le marché. Ici, plus les installations de production sont nombreuses et plus le réseau logistique est serré, plus la concurrence est intense.

Le premier élément de « politique de la concurrence » analysé dans cet article est l'interdiction de certains types d'entente entre entreprises - par exemple des règles adoptées par des syndicats professionnels qui permettraient aux membres de ceux-ci de fixer collectivement les prix, de façon directe ou indirecte. En Europe, de telles pratiques sont en général incompatibles avec l'article 81 du Traité instituant la Communauté Européenne.

Encaoua, d'Aspremont et Ponsard soulignent que, pourtant, l'effet d'une coordination à court terme, qui permet aux acteurs d'anticiper des gains supérieurs, peut dans certains cas favoriser de nouveaux entrants et donc, sur le long terme, permettre une concurrence plus intense. Cet effet résulte d'une combinaison entre l'imperfection de la concurrence et le fait que l'on soit dans un contexte « non continu », c'est-à-dire qu'il se présente des « seuils » au-delà desquels un acteur supplémentaire peut s'installer. Ainsi, une plus grande transparence entre acteurs sur le plan de la fixation des prix, si elle instaure des conditions favorables à une collusion à court terme, permet également une concurrence plus forte à long terme.

Un même type d'arbitrage apparaît en relation avec les mouvements de concentration. L'un des effets soulignés est qu'une politique trop restrictive sur ce plan risque de favoriser le maintien d'acteurs inefficaces, alors que des mouvements d'entrée-sortie plus nombreux permettraient une augmentation de l'efficacité. L'analyse développée souligne que des guerres de prix ne permettent pas de supprimer les acteurs les plus inefficaces, car ceux-ci ont souvent de vieilles installations depuis longtemps amorties. Des fusions-acquisitions conduisant à la fermeture des sites les moins performants, suivies de l'entrée éventuelle de nouvelles sociétés attirées par un prix suffisamment élevé. Ce mécanisme permet de réaliser une « destruction créatrice » synonyme de progrès économique.

Bien entendu, l'analogie entre les deux secteurs ne doit pas être poussée trop loin. En particulier, l'une des caractéristiques essentielles du secteur de l'électricité, c'est-à-dire l'impossibilité de stocker le bien produit, couplée à une forte incertitude sur la demande à court terme, et la variabilité des prix qui en résulte, constitue une différence majeure avec le secteur étudié par Encaoua, d'Aspremont et Ponsard. Avant d'esquisser une analyse plus précise du cas particulier que constitue l'industrie électrique en Europe, en prenant en compte les spécificités techniques, mais aussi géographiques et historiques, de cette dernière, nous pouvons déjà tirer quelques « leçons » de cette

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

incursion hors du sujet précis de notre étude. Outre que celle-ci souligne la difficulté de tirer des conclusions générales dans un environnement qui laisse une large place aux interactions stratégiques entre acteurs, elle nous amène en effet à nuancer la présentation théorique évoquée dans la section précédente. Si une concurrence intense à court terme implique bien une tendance à réduire les capacités, des modes de concurrence plus limités sur les prix peuvent, en augmentant les profits anticipés, stimuler les investissements. Notre modèle simplifié doit donc être complété en une palette de possibilités, correspondant chacune à un « mix » différent entre concurrence à court terme et concurrence à long terme.

Cette étude donne en outre un éclairage intéressant sur le débat autour des investissements dans les réseaux de transport. Construire un réseau de transport plus dense implique précisément une concurrence à court terme plus forte et donc, si nous suivons l'analyse esquissée ci-dessus, des investissements en moyens de production plus restreints. Nous reviendrons sur ce point.

### **Le cas particulier du secteur de l'électricité en Europe**

#### ***Des signaux d'investissement inadaptés ou insuffisants ?***

Il convient maintenant d'étudier dans quelle mesure une telle analyse s'applique au secteur de l'électricité en général, et au secteur de l'électricité européen en particulier. Pour cela, il est d'abord nécessaire de donner un peu plus de détails sur les mécanismes qui interviennent dans les décisions d'investissement.

Ici, deux caractéristiques du secteur de l'électricité nous paraissent mériter une attention particulière. Tout d'abord, les délais de construction de nouvelles capacités de production sont assez longs. Deux à trois ans sont ainsi nécessaires pour construire une centrale gaz-vapeur, et bien plus pour une centrale nucléaire, pour laquelle des difficultés politiques sont en outre à prévoir.

De plus, les signaux de prix à court terme sont erratiques et les signaux de prix pour le long terme sont encore difficiles à interpréter, faute de recul. S'y ajoute une forte incertitude sur les prix du carburant et sur l'impact des politiques environnementales.

Il nous faut à ce propos nuancer une nouvelle fois l'analogie entre le secteur du ciment et le secteur électrique. Si la demande à court terme est très inélastique au prix dans le secteur de l'électricité, il n'en va pas tout à fait de même pour toute une partie de la demande à long terme. Certes, cette dernière peut être assez grossièrement reliée à l'évolution du PIB. Toutefois, le lien est moins mécanique qu'entre activité dans le BTP et demande sur le marché du ciment. En effet, alors que le ciment représente une part faible des coûts de construction, et que le prix de ce bien influe donc peu sur les décisions d'achat, pour certains secteurs industriels (industrie du verre ou de l'aluminium), l'électricité est un poste de dépenses important. Il peut ainsi y avoir un phénomène de baisse de la consommation, via la délocalisation d'industries électro-intensives hors d'Europe.

Notons que cet effet n'est pas purement théorique, et que certains groupes, comme Péchiney, ont publiquement annoncé qu'ils n'envisageaient pas à moyen terme de construire en Europe de nouveaux moyens de production dans leurs activités électro-intensives, du fait de leurs inquiétudes quant à une hausse possible des prix de l'électricité.

Ainsi, on peut envisager un fort découplage entre prix de court terme et prix de long terme. Des prix de court terme élevés incitent a priori à investir, car ils traduisent une rareté de la ressource,



## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

mais, dans la mesure où ils incitent également les consommateurs à faire des économies d'énergie, ils peuvent impliquer une baisse des prix à long terme.

Ces différents éléments laissent à penser que les décisions d'investissement vont être difficiles à prendre dans la période de transition qui s'est engagée – à vrai dire tant pour les producteurs d'électricité que pour les industriels utilisant massivement cette ressource.

L'exemple de l'Italie illustre bien ces difficultés. Les prix étant très élevés dans la péninsule italienne, de nombreuses entreprises ont déposé des demandes d'autorisation pour construire des centrales électriques. Ainsi, environ 80 GW de centrales ont été autorisées. Mais l'Italie a un pic de consommation de l'ordre de 50 GW. Donc, si certaines constructions prévues ne sont pas repoussées, l'Italie aura un excès de production très important, et les prix de l'électricité s'effondreront.

L'extrême variabilité de la demande a une deuxième conséquence : assurer l'ensemble des utilisateurs du réseau contre certains déséquilibres peut ne pas être rentable. Nous avons souligné dans le premier chapitre que certains pics de consommation peuvent être très difficiles à prévoir – par exemple, en France, un écart de température d'un degré représente 1.000 MW de puissance nécessaire en plus ou en moins, ce qui correspond à peu près à la puissance dégagée par une tranche nucléaire. Y aura-t-il des investisseurs pour les moyens nécessaires aux phénomènes d'« hyperpointe » provoqués par cette incertitude ?

Les investissements dans les centrales produisant la « base » peuvent également être insuffisants. Le raisonnement est ici assez proche du raisonnement sur les choix de capacités, développé ci-dessus en utilisant le modèle de Cournot. Les acteurs risquent en effet d'opter pour une stratégie de préservation des marges plutôt que pour une stratégie de conquête de parts de marché, et de ne pas investir dans de nouveaux moyens de production « de base », leur préférant des moyens plus flexibles qui leur permettent d'exploiter un pouvoir de marché en cas de pénurie.

Selon l'intensité avec laquelle l'organisation du secteur imposera aux producteurs d'intégrer les risques d'effondrement du réseau, on peut donc aller vers un sous-investissement, lequel constitue un danger pour la sécurité d'approvisionnement, ou vers un surinvestissement en moyens de pointe, plus flexibles mais plus onéreux que les moyens de « base » et de « semi-base », c'est-à-dire que les investisseurs risquent d'accorder trop de valeur à la flexibilité, synonyme de pouvoir de marché, par rapport à l'optimum collectif.

Notons toutefois que, dans ce contexte, la structure en « fiefs géographiques » peut avoir un effet stabilisateur. Il est probable que les différents acteurs, s'ils acceptent volontiers de sacrifier un certain niveau de parts de marché pour préserver leurs marges, ne souhaiteront pas descendre en dessous d'un certain seuil, et perdre ainsi leur statut de leader. En outre, le souhait de conserver une bonne réputation dans son fief - bonne réputation qui constitue un avantage compétitif certain, du fait de la tendance chez beaucoup de consommateurs à privilégier la sûreté d'approvisionnement par rapport aux prix - peut conduire un acteur dominant à faire les investissements nécessaires. Cette hypothèse peut être toutefois mise en échec, dans la mesure où, en procédant ainsi, l'acteur dominant favorise ses concurrents en les « assurant » contre un risque de déséquilibre. On pourrait pousser l'argument, et soutenir qu'une concurrence trop intense risque de « déresponsabiliser » l'acteur dominant, d'autant plus que provoquer des ruptures d'approvisionnement peut être un moyen de ruiner la réputation d'un nouvel entrant.

On le voit, bien des mécanismes contradictoires influencent les choix de capacité des producteurs d'électricité. Sur ce point, il faut insister sur le rôle important des pouvoirs publics, et en

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

particulier sur l'arbitrage auquel ils seront amenés à procéder entre enjeux environnementaux - entre autres le souhait de lutter contre l'effet de serre et les débats sur l'avenir de la filière nucléaire- et politique économique. Une étude exhaustive de ce point nous imposerait toutefois de mener une réflexion très large, et qui nous éloignerait du sujet précis de ce mémoire. Surtout, l'incertitude sur ce point nous paraît trop importante.

Cette réserve mise à part, les réflexions développées ci-dessus semblent plutôt impliquer que le développement de la concurrence a pour effet de limiter les investissements. Ce qui, d'ailleurs, peut être considéré comme une bonne nouvelle. Un des reproches classiques adressés aux monopoles publics est en effet qu'ils ont tendance à être insuffisamment économes et à trop investir par rapport à ce qui est réellement nécessaire. Il importe maintenant d'évaluer si le phénomène que nous avons esquissé traduit une évolution vers plus de rationalité économique ou prélude à des crises comparables à celle que la Californie a subie.

### ***La sécurité d'approvisionnement : une question anachronique ?***

Rappelons d'abord que le contre-exemple californien correspond à un certain nombre d'erreurs caractérisées de régulation et qu'il serait dangereux de généraliser à partir de ce cas très particulier – voir encadré 6. D'autres Etats américains, qui ont libéralisé depuis une date assez ancienne, n'ont toujours pas connu de graves problèmes de sécurité d'approvisionnement et ne paraissent pas devoir en connaître dans un avenir proche.

Il n'en demeure pas moins que le raisonnement développé ci-dessus doit être confronté à la situation actuelle du parc de production en Europe, et les marges de sécurité qui la caractérise.

Le rapport *UCTE Power Balance Forecasts 2002-2004*, publié par l'UCTE le 1<sup>er</sup> février 2002, est en réalité plutôt optimiste sur l'évolution des marges de capacité en Europe. Il faut ici préciser la définition de ce terme, qui permet d'évaluer la sécurité d'approvisionnement d'une zone. Le principe est de calculer le solde entre, d'une part la capacité disponible garantie – c'est-à-dire la totalité des moyens de production en service, dont on a déduit les indisponibilités pour cause de maintenance et une marge de sécurité liée aux pannes éventuelles – et d'autre part une évaluation du pic de consommation prévu. Ce solde est appelé « marge de capacité », et le « critère de sécurité » est considéré comme vérifié lorsque cette dernière est supérieure à 5 % de la capacité installée.

Le rapport précité conclut que, pour la période considérée et pour la zone UCTE dans son ensemble, les marges de capacités vont rester à peu près stables, et vérifier le critère de sécurité. Il souligne toutefois qu'il est difficile d'évaluer l'impact d'éventuelles congestions, et qu'à partir de 2002, la Belgique, l'Allemagne et l'Italie, sont déjà en deçà du critère de sécurité, même si leurs capacités d'interconnexion devraient leur permettre de pallier ce manque par des importations.

A plus long terme, les prévisions sont bien entendu plus incertaines. Toutefois, de nombreuses évaluations envisage que la résorption des surcapacité héritées du passé pourrait être achevée dès 2004. Au-delà, de nouveaux investissements deviendront nécessaires.

Un élément déterminant sur ce point est bien sûr l'avenir de la filière nucléaire. Le 14 juin 2000, le gouvernement fédéral et les grands producteurs d'électricité allemands se sont mis d'accord

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

pour mettre fin régulièrement à la production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire<sup>66</sup>. En Belgique, l'accord de gouvernement conclu entre les partis qui ont remporté les élections fédérales de 1999 prévoit également une sortie à long terme du nucléaire, qui est en cours de mise en place sur le plan législatif. Suite à ces lois, de nouveaux investissements utilisant la technologie nucléaire ne seront plus possibles, mais le déclassement des moyens de production actuellement en service sera sans doute assez long.

Ces décisions nous ramènent donc en réalité à la question de la fin de vie du parc et de son remplacement. Celle-ci correspond à un horizon qui dépasse sans doute la prochaine décennie. La majorité des installations actuellement en service a en effet été construite entre 1970 et 1990, avec une durée de vie d'environ quarante ans, ce qui nous mène entre 2010 et 2030. Notons toutefois que la durée de vie prévue à l'origine était plus courte, et que les Etats-Unis envisagent, pour certaines centrales, d'aller jusqu'à 60 ans de durée de vie totale.

En conclusion, la sécurité d'approvisionnement n'est pas une cause d'inquiétude majeure actuellement en Europe, sauf peut-être en Espagne, et ne devrait pas le devenir avant la fin de la décennie à venir. Notons en outre que, même dans la péninsule ibérique, les moyens de production globaux ne sont pas largement insuffisants<sup>67</sup>. Ainsi, les difficultés rencontrées par certaines agglomérations comme Barcelone sont autant dues au manque de moyens de production sur place qu'à l'insuffisance du réseau de transport d'électricité et de gaz, qui permettrait d'utiliser plus efficacement les centrales installées dans d'autres régions du territoire espagnol.

En revanche, avec la résorption de l'actuelle « surcapacité », une surveillance attentive est nécessaire afin de repérer toute dérive. Il nous reste à analyser si des mesures peuvent d'ores et déjà être envisagées, et si oui lesquelles. D'une façon générale, le constat dressé nous a permis d'isoler un certain nombre de risques, et il est maintenant normal de nous interroger sur les possibilités qui s'offrent pour les pallier. C'est le rôle de la dernière section de ce chapitre.

## **Des pistes d'amélioration ?**

---

### **Faut-il céder au charme des solutions radicales ?**

#### ***Le plus dur reste-t-il à faire ?***

Pour bon nombre d'analystes du secteur, au premier rang desquels la Commission Européenne, la construction du marché intérieur de l'énergie en général et du marché intérieur de l'électricité en particulier apparaît comme un chantier inachevé. Un rapport de la Commission

---

<sup>66</sup> Source :

[http://fr.bundesregierung.de/top/dokumente/Dossiers/Politique\\_de\\_l'environnement/Sortie\\_du\\_nucléaire/ix3709\\_15255.htm?template=single&id=15255&ixepf=3709\\_15255&script=0](http://fr.bundesregierung.de/top/dokumente/Dossiers/Politique_de_l'environnement/Sortie_du_nucléaire/ix3709_15255.htm?template=single&id=15255&ixepf=3709_15255&script=0)

<sup>67</sup> En outre, des programmes de construction importants sont déjà en cours.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

Européenne<sup>68</sup> publié fin 2001 et comparant la mise en œuvre des directives électricité et gaz dans les différents Etats membres conclut en ces termes :

« Les asymétries considérables constatées dans la mise en oeuvre des directives en vigueur entraînent des distorsions importantes du marché intérieur, dans la mesure où les marchés de l'énergie de certains Etats membres sont plus accessibles que d'autres aux nouveaux arrivants et aux concurrents.

Les conditions d'ensemble inégales qui en résultent affectent aussi bien les utilisateurs d'énergie, pour lesquels les variations au niveau de la liberté de choix et des prix sont importantes, que les entreprises, qui sont confrontées à une menace concurrentielle variant considérablement, d'où un risque de distorsion de la concurrence sur le marché européen. »

De fait, tout au long de notre étude, nous avons pu constater que le « marché européen de l'électricité » n'était pas encore une réalité. Pourtant, au moment d'envisager des mesures permettant une nouvelle avancée dans cette direction, il est sans doute légitime de regarder ce que les six années écoulées nous ont appris et nous laissent augurer de l'achèvement de ce projet. D'une part, ses objectifs sont-ils les mêmes qu'en 1996 ? D'autre part, quels critères de réussite ou d'échec paraissent, à la lumière de l'expérience acquise, devoir lui être appliqués ?

L'Union Européenne a publié en octobre 2001 un rapport proposant un certain nombre d'« indicateurs de libéralisation » pour les marchés européens de l'électricité. Ce rapport<sup>69</sup> est le fruit de la collaboration entre un ensemble de consultants et d'universitaires, dont le Centre ATOM de l'Université Panthéon-Sorbonne. Les indicateurs proposés sont séparés en deux classes, selon qu'ils concernent les conditions offertes à la concurrence par le mode de fonctionnement des activités qui constituent un monopole naturel ou les activités concurrentielles elles-mêmes : production, négoce, commercialisation.

Il s'agit indiscutablement d'un utile « tableau de bord » pour les pouvoirs publics, même si les auteurs soulignent que les « aspects empiriques de ce projet ont souffert du double problème que constitue le manque de données officielles et le manque d'harmonisation entre les pays ». Une approche un peu différente consisterait à distinguer « obligation de moyens » et « obligation de résultats », en s'interrogeant sur les objectifs visés par le mouvement de libéralisation.

Faut-il ainsi considérer qu'offrir au consommateur un panel d'offre le plus large possible est un objectif en soi ? Rappelons tout d'abord qu'un niveau trop faible de concentration peut être source d'inefficacité, car des économies d'échelle ne sont pas exploitées, et qu'une distinction entre les technologies utilisées est nécessaire. Un pays dans lequel l'électricité d'origine hydraulique est prépondérante présente une industrie électrique « naturellement » moins concentrée qu'un pays dans lequel il est nécessaire de recourir à d'autres types de moyens de production. Du reste, si le « market design » est défaillant, une collusion est possible, même entre un nombre assez élevé de producteurs. Ainsi, les désinvestissements imposés par le régulateur britannique n'ont jamais vraiment remédié aux problèmes de collusion tacite provoqués par le système du « pool ».

---

<sup>68</sup> *1st benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*, Commission Staff Working Paper SEC(2001)1957, du 03/12/2001.

<sup>69</sup> Ce rapport, *Electricity Liberalisation Indicators in Europe*, est disponible sur le site de la Commission : <http://www.europa.eu.int/comm/energy/library/oxera.pdf>.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

Le débat autour des pertinences comparées du taux d'ouverture théorique et du taux d'ouverture réel apporte un autre éclairage sur cette question. Le degré d'ouverture théorique est la part de la consommation que représentent les consommateurs éligibles. Le degré d'ouverture réel indique en revanche quelle part de la consommation peut être atteinte par l'offre des concurrents de l'opérateur historique. Pour les producteurs d'électricité, c'est bien évidemment le degré d'ouverture réel qui est pertinent. Pour les consommateurs, il est difficile de dire s'il faut préférer (1) une situation dans laquelle une ouverture théorique du marché à 40 % s'accompagne d'une ouverture réelle à 40 % ou (2) une ouverture théorique du marché à 80 % qui correspondrait au même taux d'ouverture réelle de 40%, uniformément réparti sur l'ensemble des clients éligibles – c'est-à-dire que 80 % des clients sont éligibles, mais qu'en réalité, quelle que soit leur consommation, ils n'ont qu'une chance sur deux de pouvoir choisir réellement leur fournisseur. On peut supposer qu'un consommateur qui est au-dessous du seuil d'éligibilité dans le cas (1), et au-dessus dans le cas (2), préférera la seconde configuration.

On peut aussi s'interroger sur le partage des gains entre producteurs et consommateurs - ou entre les différents producteurs. Pour les producteurs, le nombre de clients ayant changé de fournisseur est un indicateur très important. Les consommateurs mesureraient sans doute le succès de la libéralisation à l'aune de l'évolution des prix. Or, une baisse des prix peut très bien être obtenue par la menace que la concurrence fait peser sur l'opérateur historique, sans impliquer que la part de marché de ce dernier ait fortement diminué.

Comme nous l'avons déjà indiqué au chapitre I, une question similaire se pose au sujet des différents modes possibles de confrontation de l'offre et de la demande sur les bourses de l'électricité : prix « de la dernière centrale appelée » ou « pay as bid ». Il est intéressant de noter que la bourse finlandaise de l'électricité possédait jusqu'en 1998 un système de fixation de prix du type « pay as bid ». Lors de l'intégration dans le système Nordpool, elle a été obligée de passer à un mode de fixation des prix fondé sur « la dernière centrale appelée ». Ce système avantage très fortement la production hydro-électrique qui, du fait de sa grande flexibilité, est alors souvent amenée à déterminer le « prix de marché » en période de pointe et, dans les autres cas, peut profiter de ses coûts marginaux très faibles et être sûre d'écouler toute sa production, tout en étant rémunérée à un prix déterminé par les limites des autres moyens de production. Les propriétaires de barrages électriques norvégiens, qui ont joué un rôle moteur dans la création de Nordpool, profitent ainsi d'une situation particulièrement favorable.

A plus long terme l'intérêt des producteurs semble rejoindre celui des consommateurs. La sécurité d'approvisionnement n'est-elle pas en effet de la plus haute importance pour ces derniers ? Assurer un niveau de rentabilité qui permette les investissements nécessaires pour répondre à l'évolution de la demande est donc favorable à l'ensemble des acteurs, consommateurs, producteurs... et pouvoirs publics. Ainsi, un prix trop au-dessous du coût marginal de long terme n'est sans doute pas l'optimum. Et l'on pourrait envisager un double critère de succès : baisse des prix sous contrainte de sécurité d'approvisionnement à long terme.

Choisir l'évolution des prix comme critère de succès des réformes entreprises suscite cependant certaines difficultés. Certes, c'est là une donnée frappante, et qui est d'ailleurs souvent mise en exergue par les commentateurs, qu'il s'agisse par exemple de souligner les baisses de prix au Royaume-Uni et en Scandinavie ou bien de rétorquer que les consommateurs domestiques en ont beaucoup moins bénéficié que les consommateurs industriels. Mais l'hétérogénéité des situations initiales dans les Etats membres rend peu pertinente la comparaison des « évolutions de prix ». Et les

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

différences évidentes liées à la géographie, à l'accès aux ressources naturelles – en particulier pour l'hydraulique – rend également contestable toute comparaison des niveaux de prix absolus.

En outre, l'impact des coûts de transport et de distribution et les éventuelles taxes à l'énergie viennent brouiller encore un peu plus les cartes. Après tout, la libéralisation a nécessairement moins d'impact pour un consommateur résidentiel que pour un consommateur industriel qui se connecte directement au réseau haute tension, puisque le prix que le premier paye inclut la rémunération d'un monopole naturel qui n'est pas concerné par la mise en concurrence, alors que le dernier ne devrait a priori pas payer pour la gestion du réseau de distribution. Et faut-il considérer que les « taxes de service public » supportées par les utilisateurs font partie des « coûts de la libéralisation » ? Sans doute quand elles servent à rémunérer le régulateur, mais l'impact de ce dernier poste de dépenses est négligeable. Pour les prélèvements destinés à financer les investissements du Gestionnaire de Réseau ou à inciter à l'utilisation de sources d'énergie renouvelables, c'est beaucoup plus discutable : de tels coûts ne sont pas directement liés à la libéralisation.

Ces diverses objections nous laissent dans une grande perplexité. L'« Europe de l'électricité » ne se laisse pas noter, et distinguer « bons élèves » et « mauvais élèves » n'est pas chose facile... et n'est même parfois tout simplement pas possible.

Il est donc sans doute illusoire de vouloir comparer l'évolution actuelle et « ce qui se serait passé si » des options politiques différentes avaient été retenues. En revanche, il n'est pas complètement impossible d'anticiper sur l'évolution à venir du secteur, de décrire les options qui s'offrent aux pouvoirs publics, et d'en évaluer les avantages et les inconvénients. C'est cette analyse que nous allons maintenant engager.

### ***Faut-il aller plus loin ?***

Une première question est l'attitude qu'il convient d'adopter à l'égard de l'organisation industrielle que nous avons décrite, et qui semble favoriser l'émergence d'un « oligopole européen de l'électricité » ou plutôt d'une combinaison de monopoles locaux, contestés à la marge par leurs voisins.

Compte tenu du niveau de concentration déjà élevé, il paraît tout d'abord important qu'un contrôle étroit continue à être réalisé lors d'éventuelles fusions-acquisitions, afin d'éviter un renforcement du pouvoir de marché des acteurs. On peut d'ailleurs considérer qu'un certain durcissement de l'attitude des autorités de contrôle des concentrations serait légitime.

Lors des précédentes opérations, certaines contreparties imposées aux entreprises ont été de nature « régulatoire ». Ainsi, les fusions VEBA-VIAG et RWE-VEW ont été conditionnées par l'abandon du T-Komponent, tandis que le rachat d'Hydrocabrico par un consortium comprenant EnBW n'a été autorisé qu'en contrepartie d'un engagement ferme de RTE à augmenter les interactions entre la France et l'Espagne. Il peut sembler bénéfique que le contrôle des concentrations permette d'approfondir d'autres pans de la politique de l'Union Européenne. Toutefois, ce type d'engagements n'est sans doute pas le plus approprié pour résoudre les problèmes posés par une concentration. En particulier, l'évaluation de la baisse de pouvoir de marché apportée par ces contreparties, et sa comparaison au renforcement de position dominante impliqué par la concentration n'est pas un exercice facile. Il nous semble en outre que le développement des interconnexions et l'harmonisation de la gestion des réseaux de transmission – qui comprend l'harmonisation des tarifs de transport et de distribution - devraient plutôt faire l'objet d'une action concertée au niveau européen.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

L'analyse que nous avons développée suggère par ailleurs que des désinvestissements « verticaux », séparant autoritairement production et commercialisation, iraient à l'encontre de la logique industrielle du secteur, puisqu'ils empêcheraient les entreprises de gagner en stabilité en liant deux activités dont les cycles sont opposés. L'évolution constatée en Grande-Bretagne, où les REC ont rapidement investis dans des moyens de production, corrobore cette analyse théorique.

Des cessions d'actifs « horizontales » paraissent en revanche un moyen assez « naturel » de compenser l'effet négatif éventuel d'opérations de fusions-acquisitions. Toutefois, de tels désinvestissements horizontaux ne sont pas toujours possibles. Le système des « enchères virtuelles » a ainsi été souvent décrit comme une « solution de second rang », à laquelle il a fallu se résoudre parce que des cessions d'actifs de production par l'opérateur public français posaient des problèmes insurmontables – entre autres du fait de l'importance du parc nucléaire et du statut des agents EDF.

Il ne faut sans doute pas mésestimer l'intérêt d'une telle formule, en comparaison de « remèdes » plus traditionnels. Ainsi, dans son rapport d'activité de juin 2002, la CRE considère que la cession de centrales virtuelles est une garantie plus forte donnée à la concurrence qu'une cession d'actifs réels. En effet, comme le souligne ce document, le risque de pannes continue à être supporté par l'opérateur dominant. En outre, un tel mécanisme permet de définir plus précisément le profil de flexibilité souhaité pour les moyens désinvestis que lorsque l'entreprise bénéficie d'une certaine latitude dans le choix de ces derniers. Ceci doit en particulier être mis en regard des critiques émises sur la façon dont Enel applique le décret Bersani. Toutefois, un programme de cessions d'actifs peut aussi permettre de prendre en compte ces effets. Surtout, l'un des principaux intérêts de cessions d'actifs réels est la possibilité d'opposer des choix d'exploitation différents et de permettre une différenciation entre les producteurs. Ce n'est évidemment pas possible lorsqu'il s'agit d'une cession de moyens de productions virtuels, ou l'exploitant reste le même pour l'ensemble du parc.

Dans tous les cas, des mesures imposées dans le cadre de mouvements de concentration n'auront pas pour objet d'augmenter la concurrence par rapport à la situation initiale, mais simplement d'empêcher un renforcement des positions dominantes déjà établies ou la naissance de nouvelles positions dominantes. Réduire le pouvoir de marché des acteurs en imposant immédiatement des « désinvestissement horizontaux » ne serait envisageable qu'en France ou en Italie, où l'Etat est l'actionnaire de référence de l'opérateur dominant.

Nous avons vu qu'une certaine incertitude subsiste sur la possible obligation faite à Enel de vendre 5.500 MW de puissance supplémentaire. Si cette mesure était confirmée, cela aurait un effet sensible sur la concurrence en Italie, et remettrait sérieusement en cause la position dominante de l'opérateur historique.

En France, la privatisation d'EDF et de GDF pourrait également constituer une occasion de stimuler la concurrence. Il faut toutefois souligner que le processus risque d'être long. Selon le calendrier idéal esquissé par le ministère des Finances et de l'Industrie, la réforme du statut des deux entreprises et leur transformation en sociétés anonymes devraient être achevées au premier trimestre de 2003. L'ouverture du capital, elle, pourrait être lancée début 2004, GDF étant la première à être privatisée. Nous avons déjà souligné que, sur l'aval du secteur, GDF pouvait constituer un concurrent redoutable pour EDF, en particulier pour les clients résidentiels. Mais ces derniers ne sont pour le moment pas en mesure de choisir leurs fournisseurs, et il faut souligner que les conclusions du Conseil Européen de Barcelone excluent explicitement les ménages du calendrier de libéralisation qu'elles dessinent.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

Enfin, l'option qui consisterait à éclater « horizontalement » EDF ne paraît pas devoir être retenue. On peut en effet envisager que les pouvoirs publics français, qui sont ici confrontés à un dossier particulièrement complexe (en particulier sur le plan social), ne souhaiteront pas compliquer encore l'exercice, et hésiteront en outre à renoncer, dans le cadre de la privatisation d'EDF, à la « prime stratégique » que constitue la situation de quasi-monopole de cette société<sup>70</sup>.

Une certaine modération dans les actions des pouvoirs publics paraît donc inévitable, et la question est sans doute moins : « comment éviter la constitution d'un oligopole européen de l'électricité ? » que : « comment assurer les conditions de la concurrence entre les membres de l'oligopole ? ».

### **Construire les conditions de la concurrence à l'intérieur de l'oligopole**

#### ***Quels types d'action privilégier ?***

Deux types d'action nous paraissent se dégager :

- (1) Harmoniser et améliorer les règles de fonctionnement du secteur sur l'ensemble de l'Europe,
- (2) Mettre en place un suivi et un encadrement des investissements, assez ambitieux sur le plan des réseaux de transports, et plus modeste sur le plan des capacités de production.

Concernant (1), un consensus semble se dégager autour d'un certain nombre de mesures améliorant les règles mises en place jusqu'ici. Les conclusions du Sommet de Barcelone intègrent la plupart d'entre elles, et en particulier :

- La mise en place de régulateurs nationaux, dont on ne saurait contester l'utilité, compte tenu des spécificités du secteur.
- Une harmonisation rapide des tarifs de transport : le Conseil doit parvenir, « au plus vite en 2002, à un accord sur un système de fixation des tarifs pour les transactions internationales concernant l'électricité, y compris la gestion des encombrements, basé sur les principes de la non-discrimination, de la transparence et de la simplicité ». Notons sur ce point qu'un système de tarification nodale paraît trop difficile à mettre en place et l'instauration d'un « timbre-poste européen » est sans doute une solution plus réaliste.

Les conclusions du Sommet de Barcelone, en impliquant un abaissement du seuil d'éligibilité commun, devrait également permettre de limiter un facteur d'hétérogénéité qui suscite de fortes distorsions de la concurrence. Il n'est en effet pas rare aujourd'hui qu'à l'intérieur d'un même groupe, opérant sur un marché de dimension européenne depuis plusieurs années, certaines unités soient éligibles alors que des unités semblables plus petites mais situées dans d'autres pays ne le sont pas. Une telle situation n'est évidemment pas optimale, et un abaissement assez net du seuil d'éligibilité semble nécessaire à court terme.

D'autres évolutions doivent être engagées au niveau national. Ainsi, une bourse de l'électricité obligatoire, telle que la bourse espagnole Omel, semble ne pas être une solution adaptée, et en réguler le fonctionnement paraît trop difficile. Les rumeurs évoquant des ententes commerciales entre les

---

<sup>70</sup> Notons toutefois que cette « prime stratégique » correspond en grande partie à l'espoir de profiter d'une rente de monopole qui, in fine, sera captée au détriment du consommateur français.



## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

opérateurs historiques se sont d'ailleurs révélées fondées puisqu'il a été prouvé récemment (avril 2002) qu'Endesa, Iberdrola et Union Fenosa avaient conjointement manipulé les prix sur la bourse espagnole les 19, 20 et 21 novembre 2001. Un abandon de ce système, sur le modèle de ce que la Grande-Bretagne a réalisé avec les NETA, est probablement nécessaire.

Toutefois, ces mesures ne suffisent sans doute pas à éviter les risques que nous avons identifiés, et qui sont liés aux jeux stratégiques qu'une structure oligopolistique favorise inéluctablement. S'il est impossible – et sans doute peu souhaitable - de limiter le pouvoir de marché des acteurs en agissant directement sur l'organisation industrielle, la solution paraît résider dans le suivi par les pouvoirs publics des décisions d'investissement des acteurs et la mise en place de mécanismes d'incitation efficaces.

C'est vrai pour les investissements en moyens de production. Si les risques ne sont pas encore très élevés aujourd'hui, une surveillance de l'évolution des capacités de production doit être réalisée. Sur ce point, il faut viser deux objectifs :

- Le maintien d'un niveau de capacité de pointe suffisant pour faire face à un pic de consommation – qui, dans certains cas, risque d'être mal pris en compte par le marché. Les règles concernant la gestion des réserves, et établies au niveau de l'UCTE, devraient suffire à éviter des difficultés sur ce point.
- Le maintien d'un niveau d'investissement suffisant en « base » et en « semi-base », afin d'atteindre un « mix technologique » correct, d'éviter un surinvestissement relatif en moyens de pointe et d'assurer une concurrence plus vive entre les acteurs.

Cependant, il faut ici agir avec prudence. Une intervention trop marquée des pouvoirs publics risquerait en effet d'hypothéquer les effets favorables de la libéralisation. Trop encadrer les décisions des opérateurs économiques dans un secteur concurrentiel est le plus souvent néfaste. D'autant plus que les moyens de contrôle et d'expertise dont disposent les pouvoirs publics resteront limités en comparaison de ceux de l'industriel contrôlé.

Le dilemme se pose de façon moins cruciale pour les réseaux de transport, qui ont de toute façon un statut de monopole naturel. Mais là aussi, nous avons vu qu'il fallait « arbitrer entre concurrence et efficacité », en acceptant parfois de surdimensionner légèrement le réseau de transport pour promouvoir la concurrence entre les acteurs. S'y ajoute l'objection signalée lorsque nous avons comparé le secteur à celui du ciment : une concurrence à court terme stimulée par un réseau plus dense peut impliquer une concurrence à long terme plus faible.

Il convient d'abord de nuancer ce dernier point. En effet, le dimensionnement du réseau de transport ne constitue pas seulement un « contexte » qui implique plus ou moins de concurrence. Les investissements dans de nouvelles lignes sont en réalité largement substituables à des investissements dans de nouveaux moyens de production, car ils permettent de compenser le déficit de capacités de production dans une zone en utilisant les capacités d'une zone voisine. En outre, par ce même mécanisme, le développement du réseau de transport améliore le niveau de sécurité global.

Illustrons ce point par un exemple. Nous avons déjà indiqué qu'une ligne de 400 kV - ce qui correspond aux « autoroutes de l'électricité » du réseau très haute tension -, offrant une capacité de passage de l'ordre de 1 GW, coûte aux alentours d'un million d'Euros le km. Nous avons également noté que l'ordre de grandeur de coût de construction d'une centrale est entre 0,5 et 1 milliard d'Euros le GW.

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

Supposons qu'une zone A ait besoin de 1 GW de puissance installée supplémentaire, alors qu'une zone voisine B a un excédent de 1 GW. Dans ce cas, tant que la ligne à construire pour que A puisse utiliser l'excédent de capacité de B a une longueur inférieure à 500 km, construire cette ligne coûte moins cher que construire une centrale dans la zone A, sans compter qu'elle permet des gains d'efficacité car la centrale de la zone B est utilisée plus intensément.

Ainsi, un encadrement des décisions d'investissement dans les réseaux de transmission peut se substituer en partie à un encadrement des décisions d'investissement en moyens de production. Ajoutons qu'il est sans doute préférable pour les pouvoirs publics de choisir la première solution – puisque le GRT et le GRD sont, de toute façon, inévitablement soumis à leur contrôle - plutôt que de trop intervenir dans la partie du secteur ouverte à la concurrence.

### ***Au moyen de quels mécanismes d'incitation ?***

Une approche à trois niveaux semble donc se dessiner, qui comporte, par ordre décroissant d'urgence :

- l'amélioration des règles de fonctionnement du secteur,
- un suivi des investissements dans les réseaux de transports et, là où c'est nécessaire, des incitations à la construction de nouvelles lignes,
- un suivi des investissements en moyens de production et, là où c'est nécessaire et lorsqu'il n'est pas possible de pallier les difficultés par la construction de nouvelles lignes, des incitations à la construction de nouveaux moyens de production.

Une difficulté importante est alors de définir correctement la répartition des rôles entre le marché et les pouvoirs publics d'une part, et entre pouvoirs publics nationaux et échelon européen d'autre part.

L'harmonisation des règles de fonctionnement doit être réalisée au plan européen. Le Traité instituant la Communauté Européenne prévoit un certain nombre de mécanismes pour assurer cette harmonisation, définis dans les articles 94 à 97. Dans le secteur des télécommunications, un grand nombre de textes a d'ailleurs été adopté au niveau européen en suivant ce mécanisme, ce qui a permis de mener en parallèle harmonisation et libéralisation. En revanche, dans le secteur de l'électricité, il n'y a depuis la directive de 1996 aucune disposition commune comparable pour permettre le rapprochement des législations. Certains observateurs considèrent que « rattraper ce retard » est désormais indispensable.

Il subsiste toutefois une controverse au sujet de la pertinence de ce modèle d'harmonisation pour le secteur de l'électricité. L'un des points les plus vivement débattus concerne la répartition des rôles entre la Commission Européenne et les structures de concertation entre régulateurs nationaux.

Dans son rapport d'activité de juin 2002, la CRE considère ainsi que : « confier [à la Commission Européenne] l'exercice des fonctions de régulation ne répond ni aux principes de construction du marché européen, ni aux besoins des opérateurs. ». Selon elle, la meilleure voie à suivre pour mettre en place progressivement une régulation européenne est de « traiter au fur et à mesure de leur émergence les problèmes que le marché soulève, et non de décider à sa place et a priori le domaine de compétence d'une instance européenne ; utiliser la concertation avant d'obtenir un consensus des régulateurs, en laissant à chacun d'eux le soin de sa mise en oeuvre dans chaque pays ».

## *L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?*

Il est vrai que, comme le suggère la CRE, « il est paradoxal d'exiger, au plan national, que la régulation soit indépendante – entre autres, des gouvernements – pour simultanément confier à la Commission, assistée par les représentants des gouvernements, la charge de l'assurer à l'échelle de l'Union Européenne ». La distinction établie ici s'inscrit en réalité dans la problématique de la répartition des rôles entre législateur et régulateur, dont le « réglage », surtout dans un secteur en mutation, est assez délicat.

Il est toutefois indiscutable que les négociations multilatérales entre les régulateurs nationaux risquent d'être assez complexe – même si les négociations au sein du Conseil Européen pour l'adoption d'un règlement ne sont pas forcément beaucoup plus rapides. Le rapport annuel de la CRE suggère une solution : « La Commission [...] devrait peut-être [...] recevoir compétence pour mettre en demeure les régulateurs de donner une solution à un problème, et à défaut, [...] le traiter elle-même ».

Une autre possibilité pourrait être la création d'un régulateur européen, que beaucoup appellent de leurs vœux. Toutefois, la mise en place d'une telle structure est un exercice toujours difficile. Définir les missions à lui confier pose en outre problème, alors que la nature des questions qui nécessitent une approche au niveau européen commence seulement à émerger.

Il s'agit là encore d'une différence très forte avec le secteur des télécommunications, pour lequel les acteurs du marché, et en particulier les nouveaux entrants, réclamaient une harmonisation et un encadrement plus adapté de la concurrence. La relative stabilité du secteur de l'électricité, que nous avons illustrée dans le chapitre II, et les incertitudes sur la portée de la libéralisation et le niveau d'encadrement nécessaire limitent les incitations à développer un corpus législatif très large et incitent au contraire à la prudence.

Le débat reste donc ouvert pour définir l'approche la plus efficace. Dans la situation actuelle, il semble que la Commission et le forum des régulateurs européens soient en fait condamnés à travailler ensemble, l'adoption de nouveaux textes législatifs restant un phénomène lent, faute d'un consensus suffisant entre les Etats membres, et la Commission n'ayant en tout état de cause pas les moyens et l'expertise suffisante pour devenir un régulateur européen. Ce travail en commun ne se fera sans doute pas sans heurts, car la définition de règles claires pour la répartition des tâches paraît difficile tant que la situation ne s'est pas suffisamment stabilisée.

Sur le plan des investissements, il semble également qu'adapter le réseau de transport européen afin de favoriser les échanges entre les Etats membres est un processus qui ne peut se faire qu'au niveau européen. Un certain nombre d'initiatives ont d'ailleurs été prises sur ce plan.

Au Sommet de Barcelone, le Conseil Européen a approuvé « l'objectif consistant, pour les Etats membres, à parvenir, d'ici 2005, à un niveau d'interconnexion électrique au moins équivalent à 10 % de leur capacité de production installée ». Le texte des conclusions ajoute cependant que « les exigences en matière de financement devraient être principalement prises en charge par les entreprises concernées. »

Avec la décision n°1254/96/CE prise le 5 juin 1996 par le Parlement européen et le Conseil, « établissant un ensemble d'orientations relatif aux réseaux trans-européens dans le secteur de l'énergie », un certain nombre de règles et de moyens de financement avait déjà été adopté. Durant la période 1996-2001, ce texte a permis l'identification de 90 projets dits « d'intérêt commun », dont 24 ont été achevés durant cette même période, 22 sont en cours d'autorisation administrative et 32 sont encore à l'étude. Un soutien financier de 123 millions d'Euros a été octroyé à ces projets d'intérêt

## ***L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?***

commun, qui ont également bénéficié d'autres instruments financiers communautaires, comme les aides du FEDER et les prêts de la BEI.

Suite aux conclusions du Sommet de Barcelone, le Conseil devrait, d'ici décembre 2002, adopter une version révisée de ces orientations sur les réseaux transeuropéens dans le secteur de l'énergie, ainsi que des règles financières qui les accompagnent. Le projet de la Commission prévoit entre autres la création de deux sous-catégories parmi les « projets d'intérêt commun ». Certains « projets prioritaires d'intérêt européen » seraient ainsi identifiés : il s'agit de projets « qui ont un impact très important sur l'achèvement du marché intérieur ou la sécurité d'approvisionnement ». Le projet de décision prévoit que : « Les Etats membres concernés et la Commission européenne se mobilisent afin de progresser dans la réalisation des projets prioritaires d'intérêt européen, chacun dans son domaine de compétence. »<sup>71</sup>.

Cette « mobilisation » des Etats membres est nécessaire dans la mesure où les obstacles au développement des réseaux transeuropéens d'électricité sont d'abord des obstacles politiques liés aux oppositions farouches qu'il suscite dans les zones affectées par le tracé des lignes. L'objectif de ce texte est sans doute d'équilibrer, dans les décisions des pouvoirs publics nationaux, le poids des mécontentements locaux par celui de l'engagement vis-à-vis des autres pays de l'Union. Il est toutefois difficile de dire si ce « rééquilibrage » sera suffisant. L'analyse que nous avons développée amène en tout état de cause à conclure qu'il s'agit là d'un pas dans la bonne direction.

La mise en place de mécanismes de suivi des capacités de production n'a quant à elle pas été réalisée dans la plupart des pays de l'Union, et aucune harmonisation n'est en tous cas prévue au niveau européen<sup>72</sup>. Soulignons à ce propos que, s'il ne s'agit sans doute pas d'une tâche nécessaire à court terme, il est probable qu'une telle harmonisation deviendra graduellement nécessaire. En effet, dans un contexte de développement progressif des interconnexions, la construction de centrales dans un Etat membre profite à la sécurité d'approvisionnement de tous. Une telle harmonisation paraît toutefois difficile, compte tenu des différences d'approche à ce sujet, en particulier sur le dossier du nucléaire. Il n'est sans doute pas trop urgent de l'atteindre, dans la mesure où, comme nous l'avons souligné, l'Europe conserve une marge de sécurité acceptable. Mais le moment est sans doute venu d'engager une réflexion à ce sujet.

---

<sup>71</sup> Source : <http://europa.eu.int/comm/energy/library/proposition-infra-fr.pdf>

<sup>72</sup> En France, l'article 6 de la loi du 10 février 2000 prévoit une programmation pluriannuelle des investissements de production (PPI). Elle vise à améliorer la sécurité d'approvisionnement, à protéger l'environnement et à renforcer la compétitivité. La première étape a été le rapport au Parlement du 29 janvier 2002. A l'horizon 2010, celui-ci conclut que le parc de production sera suffisant pour satisfaire la demande en « base » et en « semi-base ». Le développement du parc de production sera donc essentiellement guidé par les engagements de la France à développer les énergies renouvelables (l'objectif étant de produire 21 % de l'électricité consommée en France à partir d'énergies renouvelables, alors que la production actuelle couvre 15 % de la consommation nationale).

## **CONCLUSION : A QUOI SERT LA LIBERALISATION ?**

En commençant cette étude du secteur de l'électricité, nous avons évoqué les « naïvetés » des scientifiques de naguère. Cette mise en garde contre l'enthousiasme nous a incités à garder notre esprit critique en éveil et à présenter une image la plus nuancée possible des réalités de ce secteur et des paradoxes qui y foisonnent.

Nous avons constaté combien il y avait de pièges dans la libéralisation d'un type d'activité à bien des égards original. Nous avons ensuite essayé de décrire comment les entreprises s'accommodaient de cet environnement nouveau, et nous avons isolé une tendance qui nous paraît fondamentale : la constitution d'un oligopole européen de l'électricité. Puis, nous en avons décrit les dangers et les avantages, et tenté d'analyser les différentes possibilités d'action qui s'offrent aux pouvoirs publics pour stimuler la concurrence dans ces conditions. Nous avons souligné à cette occasion la nécessité d'une approche pragmatique, dans un univers où les objectifs sont confus et les moyens de les atteindre incertains.

Le lecteur s'étonnera peut-être que nous posions en conclusion une question à laquelle nous paraissions avoir déjà répondu. Au cours du dernier chapitre, nous avons en effet souligné combien il était difficile de définir les objectifs de la « libéralisation », et de lui attribuer un critère de succès. Il n'y a là qu'une contradiction apparente.

Cette étude nous a en effet permis d'expliquer ce que n'est pas ou ne doit pas être la libéralisation, et d'en donner une définition « en creux ». En l'absence d'une véritable révolution technologique qui créerait des opportunités pour de nouveaux entrants, la chaîne de valeur ne sera sans doute pas bouleversée. Le mouvement de fusions-acquisitions qui a animé le secteur marque une pause. Contrairement à ce qu'ont promis certains commentateurs, et à ce qu'espèrent bien des consommateurs, il est en outre probable que la libéralisation n'apportera pas d'importantes baisses des prix de l'électricité – ceux-ci devraient à terme converger vers le coût marginal de long terme, réalisant précisément le programme que Marcel Boiteux fixait à un monopole d'Etat « éclairé ». En tout état de cause, une part importante du secteur conservera un statut de monopole naturel, et une surveillance étroite des pouvoirs publics à l'égard des mécanismes de marché restera nécessaire. Pour le consommateur français, l'approfondissement de la libéralisation devrait donc substituer à la monarchie (presque) absolue d'une régie d'Etat le monde des « grands féodaux de l'électricité ».

Faudrait-il conclure que l'on fait ici « beaucoup de bruit pour rien » ? Sans doute pas. Nuancer certains des « mythes » qui s'attachent à l'évolution récente du secteur de l'électricité n'implique pas qu'on oublie les avantages que celle-ci comporte. La mise en place de règles efficaces et harmonisées et d'un cadre cohérent pour la gestion des réseaux de transport devraient faire franchir une nouvelle étape à l'intégration européenne. Les baisses de capacité, si elles doivent être surveillées, correspondent aussi à une gestion plus efficace des parcs de production. Enfin, un développement des réseaux transeuropéens pour le transport de l'électricité et du gaz permettra aux acteurs d'exploiter des opportunités d'échanges avantageux à travers la zone, et améliorera la sécurité d'approvisionnement. Qu'il nous soit permis de conclure sur cette note optimiste, en soulignant que l'objectif, pour être plus réaliste, n'en est pas moins ambitieux et souhaitable. Et que chercher à tous prix à « atteindre l'inaccessible étoile » n'est pas nécessairement de bonne politique économique.

## ***ANNEXE : LISTE DES PERSONNES RENCONTREES***

### **Personnalités qualifiées.**

M. Jean BERGOUIGNOUX, Président d'Honneur de la SNCF, Directeur Général Honoraire d'EDF

M. Jacques TEYSSIER, Président Directeur Général de JT Consulting, ancien Directeur Général, Société Nationale d'Electricité et de Thermique

### **Universitaires**

M. Jean-Michel GLACHANT, Professeur d'économie, Université de Paris I Panthéon Sorbonne

Mme Anne PERROT, Professeur d'économie, Université de Paris I Panthéon Sorbonne

M. Jean-Pierre PONSSARD, Professeur d'économie à l'Ecole Polytechnique

Mme Jacqueline BOUCHER, Directrice du Département d'Analyse Quantitative, Electrabel

M. Yves SMEERS, Professeur d'économie, Université Catholique de Louvain

### **Représentants des pouvoirs publics**

#### **Commission Européenne**

M. Dietrich KLEEMANN, Chef d'Unité opérationnelle, DG COMP, Direction B (Task Force « Contrôle des Opérations de Concentration entre Entreprises »)

Mme Marie-Christine JALABERT, Chef d'Unité Adjoint, DG TREN, Unité C-2 (Electricité et Gaz)

#### **Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie.**

##### **Cabinet du ministre**

M. Patrice CAINE, Conseiller Technique

##### **Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières.**

Mme Virginie SCHWARZ, Chargée de la Sous-Direction du Système Electrique

##### **Direction du Trésor**

M. Ludovic SENECAUT, Chef du Bureau des Participations Energie, Télécommunication et Matières Premières, Sous-Direction des Participations

## *L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?*

### **Commission de régulation de l'électricité**

M. Michel MASSONI, Directeur du Service Accès au Réseau Electrique

M. François FALGARONE, Directeur du Service Distribution, Service Public et Concurrence

M. Thierry TROUVE, Directeur des Relations avec les Producteurs

M. Damien CABY, Chef du Contrôle des Interconnexions

### **Industriels**

#### AIR LIQUIDE

M. Bruno TURPIN, Direction de l'Energie

#### DISTRIGAZ

M. Gie GEERAERTS, Senior Vice President Trading

#### EDF

M. François GIGER, Chef Adjoint du Service Stratégie Performance Valorisation

M. Stéphane RAMON, Chef du Département Ingénierie du Développement, Direction Financière

M. Jean-François LHUISSIER, Direction de la Stratégie

#### ELIA

M. Daniel DOBBENI, Manager Power Systems Operations

#### E-ON

M. Jochem RINNE, Electricity Director

#### GDF

M. Jean-François CORALLO, Chargé des Relations Institutionnelles et de la Stratégie, Direction de la Stratégie

#### NORD EST

M. Jean MARTINON, Directeur Général, Pôle Mines et Minéraux

#### PECHINEY

M. Thierry de BRESSON, Marketing Group Manager, Direction de l'Energie

#### RTE

M. Olivier HERZ, Chef de la Mission Relations Institutionnelles

## *L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?*

### SAINT-GOBAIN

M. Philippe de CREVOISIER, Direction de l'Energie

### SUEZ

M. Patrick BUFFET, Délégué Général, Chargé de la Stratégie, du Développement et des Acquisitions

M. Guy NOSSENT, Directeur à la Direction du Développement et de la Stratégie

### TOTALFINAELF

M. Jean-Michel LAVERGNE, Directeur Gaz et Electricité, Brésil

### TRACTEBEL

M. Jean-Pierre HANSEN, Administrateur Délégué, Président de la Direction Générale

M. Philippe KINET, Directeur du Département Stratégie et Développement Groupe

### VIVENDI ENVIRONNEMENT

M. Stéphane CAINE, Conseiller auprès du Président

## **Banques**

### BNP-PARIBAS

M. Julien CARMONA, Chargé de Mission auprès du Directeur de la Stratégie du groupe

### JP MORGAN CHASE

M. Pierre STIENNON, Utilities Research Group, Equity Research Department

### SOCIETE GENERALE

M. Franck BLEINES, Responsable Europe Secteur Utilities

M. Marc LA ROSA, Structured Transactions Gas and Power

## **Marchés de l'Electricité**

### POWERNEXT

Mme Audrey MAHUET, Development and Sales

M. Jean-Paul OLIVE, Marketing and Sales

### NORDPOOL (EL-EX)

Mme Karri MAKELA, Development Manager