

LES RÉFORMES DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUE ET GAZIÈRE EN EUROPE

Juillet 2004

© Institut de l'entreprise, 2004
Tous droits de reproduction, de traduction, d'adaptation et d'exécution
réservés pour tous les pays

Directeur de la publication : Jean-Pierre Boisivon, Délégué général de l'Institut de l'entreprise

SOMMAIRE

PRÉFACE	5
INTRODUCTION	7
1. LA STRUCTURATION DES MARCHES ELECTRIQUE ET GAZIER	9
1.1. LES GRANDES CARACTÉRISTIQUES DU MARCHÉ DU GAZ NATUREL	9
1.2. LES PARTICULARITÉS MAJEURES DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	12
1.3. LA STRUCTURATION DES ACTEURS SUR LES CHAÎNES DE VALEUR ÉNERGÉTIQUES	14
2. ORIGINALITÉ ET MODALITÉS DU MOUVEMENT DE LIBÉRALISATION	19
2.1. ORIGINES DE LA LIBÉRALISATION	19
2.2. MODALITÉS DE LA LIBÉRALISATION	20
2.3. L'ÉTAT DU PROCESSUS DE LIBÉRALISATION : UNE DYNAMIQUE COMMUNAUTAIRE INACHEVÉE	23
3. VRAIS ENJEUX ET FAUX DÉBATS LIÉS À LA LIBÉRALISATION	29
3.1. LES PRINCIPES DE LA RÉGULATION DES SECTEURS ÉNERGÉTIQUES	29
3.2. LES RISQUES ASSOCIÉS À LA RÉGULATION	31

LES RÉFORMES DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUE ET GAZIÈRE EN EUROPE

3.3. FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS : LA FINANCIARISATION DU SECTEUR ÉNERGÉTIQUE	34
3.4. LE FINANCEMENT DES NOUVELLES INFRASTRUCTURES ÉLECTRIQUES : RECOURS À L'ÉTAT OU AU MARCHÉ ?	45
3.5. LES SOLUTIONS AUX RISQUES SUS-MENTIONNÉS	47
4. LIBÉRALISATION ET HAUSSE DES PRIX : L'IMPACT DES MISSIONS DE SERVICE PUBLIC	51
4.1. DE NOUVELLES CHARGES : LE SERVICE PUBLIC ÉLECTRIQUE ET GAZIER EN EUROPE	53
4.2. LA COMPÉTITIVITÉ DE L'INDUSTRIE ÉLECTRO-INTENSIVE EUROPÉENNE EST-ELLE EN DANGER ?	60
4.3. LA PROBLÉMATIQUE DU CO2 RENDRA ENCORE PLUS DIFFICILE L'ASSIMILATION ENTRE LIBÉRALISATION ET BAISSSE DES PRIX	68
5. IMPACTS STRATÉGIQUES DE LA LIBÉRALISATION SUR LES OPÉRATEURS	71
5.1. LA COEXISTENCE ENTRE UNE PLURALITÉ D'OPÉRATEURS NATIONAUX ET UN OLIGOPOLE EUROPÉEN	71
5.2. LES PREMIERS RÉSULTATS DE LA LIBÉRALISATION EN FRANCE ...	77
CONCLUSION	83
LES AUTEURS	85
GLOSSAIRE	87
BIBLIOGRAPHIE	91

PRÉFACE

L'objectif de l'ouverture et de l'intégration progressive des marchés énergétiques européens est d'accroître la compétitivité et la qualité de service. Il s'agit notamment de parvenir à davantage d'efficacité et de rendre les industries de production et de consommation d'énergie plus performantes en introduisant la concurrence dans nos marchés de l'énergie, tout en veillant à renforcer la sécurité d'approvisionnement et à respecter la protection de l'environnement.

Des progrès considérables ont été réalisés depuis l'adoption des premières directives relatives à l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz à la concurrence. Cependant, l'ouverture des marchés ne se fait pas d'un jour à l'autre. Le passage à la concurrence nécessite en effet une restructuration en profondeur, des investissements importants et la mise en place de nouveaux circuits et mécanismes de marchés. Dans ce contexte, il reste beaucoup à faire pour garantir le fonctionnement optimal du marché unique et obtenir un marché pleinement intégré plutôt que la juxtaposition de quinze marchés ouverts à la concurrence.

Après une baisse des prix, particulièrement pour l'électricité, au cours de la première phase d'ouverture des marchés, nous assistons actuellement à une remontée significative des prix due également au contexte géopolitique qui pousse vers le haut notamment les prix du pétrole et du gaz. L'important est en tout cas de privilégier des prix compétitifs sur tous les marchés énergétiques.

Une des priorités est de veiller au fonctionnement optimal des marchés. Nous ne sommes pas à l'abri de dysfonctionnements, comme le présent ouvrage en a relevés. Les initiatives européennes visent précisément à empêcher de telles situations en préconisant des mesures tant au niveau de l'ouverture des marchés que des investissements. Ces derniers concernent

LES RÉFORMES DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUE ET GAZIÈRE EN EUROPE

principalement les interconnexions et la réalisation d'infrastructures d'importance européenne qui visent à faciliter les échanges et à désenclaver les régions européennes isolées.

A court terme, des mesures doivent permettre de sécuriser le fonctionnement des marchés. Dans ce contexte, la régulation sur les échanges transfrontaliers, les obligations de service public et la sécurité d'approvisionnement ont un rôle essentiel à jouer. Il est nécessaire d'assurer une coopération suffisante entre gestionnaires de réseaux, tant pour maximiser les échanges que pour assurer la sécurité des réseaux. Les Régulateurs doivent également exercer une très importante mission de suivi et de contrôle des marchés dans le sens large.

Selon les auteurs, les missions de service public risquent d'imposer demain à la collectivité des coûts supérieurs aux gains résultant de la concurrence. Si les avantages de l'ouverture des marchés ne permettent pas de couvrir les augmentations de prix, induites par de nouveaux besoins ou des charges spécifiques (énergies renouvelables, missions de service public...), il est d'abord nécessaire d'en informer le consommateur/contribuable pour qu'il n'assimile pas hausse des prix et ouverture des marchés. Je partage cette conclusion de Jean-Marie Chevalier et de David Rapin.

François Lamoureux
Directeur général
Direction générale de l'Energie et des Transports
Commission Européenne

INTRODUCTION

Inscrit en filigrane dans le Traité de Rome, et mis en oeuvre par la Commission européenne, le mouvement de libéralisation des industries électrique et gazière repose sur trois objectifs : (1) la formation d'un marché unique, (2) une plus grande efficacité à travers la baisse attendue des coûts, corollaire de l'introduction de la concurrence et, plus récemment, (3) la volonté de renforcer la sécurité d'approvisionnement pour les consommateurs.

Le seul niveau des prix au client final ne suffit donc pas pour appréhender la réussite ou l'échec des réformes mises en oeuvre. De nombreux indicateurs peuvent témoigner du degré de réussite plus ou moins élevé de ces trois objectifs : niveau des interconnexions pour le premier ; amélioration des gains de productivité, diminution du coût des facteurs et meilleur traitement de la clientèle pour le deuxième ; renforcement de l'efficacité énergétique et de la diversification géographique des approvisionnements pour le troisième.

Or, des voix s'élèvent aujourd'hui pour remettre en cause les résultats opérationnels de la libéralisation. Ses détracteurs identifient des difficultés à tous les niveaux de la chaîne. Pour la production, deux sources d'inquiétudes sont identifiées : la constitution d'un oligopole électrique et gazier risquant de manipuler les prix, et l'absence de signal pertinent pour l'investissement dans de nouvelles infrastructures. Au niveau du transport, les récentes coupures d'électricité (Italie) et de gaz (Royaume-Uni) font dire à certains que la dé-intégration des entités de l'ex monopole historique rend moins réactif le gestionnaire du réseau de transport. Enfin, pour la fourniture, la volatilité et la hausse des prix font craindre pour la compétitivité des industries.

Pour appréhender la réalité du sujet, il faut mener une étude rigoureuse appuyée sur l'évolution d'indicateurs micro et macroéconomiques (évolution

LES RÉFORMES DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUE ET GAZIÈRE EN EUROPE

du coût du capital, des charges d'exploitation, du prix des énergies, de l'effet des pressions concurrentielles ou de l'influence des nouveaux entrants). Or la difficulté réside dans le fait que l'évaluation du processus de libéralisation n'est pas qu'économique ; de nombreux facteurs d'ordre politique (charges de service public, réglementations, interconnexions...) jouent sur les résultats opérationnels de la libéralisation et en rendent l'analyse d'autant plus difficile.

La dé-corrélation entre les objectifs affichés de la libéralisation et les résultats empiriques de certains pays doit être appréhendée eu égard à la multitude des facteurs précités. Il convient ainsi de faire porter au mouvement de déréglementation sa « juste part » dans la baisse comme dans la hausse des prix du gaz et de l'électricité.

1 LA STRUCTURATION DES MARCHÉS ÉLECTRIQUE ET GAZIER

I.1. LES GRANDES CARACTÉRISTIQUES DU MARCHÉ DU GAZ NATUREL

Les développements ci-après s'appuient sur deux rapports : celui consacré par la Commission de Régulation de l'Énergie à l'ouverture du marché gazier français (2002) et celui consacré par Pownext aux possibilités d'organisation d'un marché gazier en France (2003). Ils constituent une base solide pour appréhender ces problématiques de manière plus approfondie.

- **UNE ÉNERGIE EN CROISSANCE MAIS TOUJOURS SUBSTITUABLE**

La croissance continue de la consommation de gaz s'appuie sur deux atouts. Tout d'abord, le gaz présente, pour la production d'électricité, un intérêt technique majeur grâce à la mise au point de nouvelles technologies aux rendements thermiques élevés et aux rejets de CO₂ minimisés. Par ailleurs, les consommateurs tendent à privilégier le gaz pour sa souplesse d'utilisation et ceci pour trois raisons : son prix est nécessairement compétitif, car il est substituable dans tous ses usages (en particulier par les produits pétroliers) ; il pollue moins que les combustibles concurrents ; enfin la possibilité de le stocker permet de moduler sa consommation en diminuant le risque de rupture. Ainsi, entre 1985 et 2002, la consommation de gaz en Europe (dans son périmètre actuel, celui des 15) a doublé, pour s'établir à 425 Gm³.

- **LE CARACTÈRE STRUCTURANT DES COÛTS DE TRANSPORT**

L'expansion ininterrompue de la consommation de gaz a conduit à mobiliser des sources d'approvisionnement de plus en plus lointaines. Du fait de ces

longues distances, les coûts de transport représentent en moyenne près de 50 % du prix d'achat du gaz. Lorsque la source se situe en deçà d'une distance de l'ordre de 2 000 à 4 000 kilomètres, le gaz est généralement acheminé par gazoducs ; au-delà et/ou pour traverser les mers, on utilise plutôt une « ligne » GNL (gaz naturel liquéfié)¹. En tout état de cause, l'acheminement du gaz au consommateur est très onéreux : son coût est de l'ordre de 6 à 7 fois celui du pétrole pour une même quantité d'énergie. Ce poids des coûts de transport explique que seulement 23 % de la production mondiale soit exportée (contre 53 % pour le pétrole) et que, pour les longues distances, un lien contractuel durable soit maintenu.

• DES ENGAGEMENTS DE LONG TERME LIMITANT LA CONCURRENCE

Le commerce international du gaz est régi par des contrats de long terme entre producteurs et consommateurs dont l'objet est de diminuer le risque financier d'un tel investissement sur 20 à 25 ans². Des clauses tarifaires sont conçues pour que le prix du gaz, *rendu dans chaque pays consommateur*, soit compétitif avec les énergies concurrentes. Ainsi, le prix d'exportation du gaz ne diffère qu'en fonction de sa destination finale, celui qui a le plus long trajet à accomplir étant le moins élevé, et inversement. Ce mécanisme « *net back* » s'accompagne souvent d'une clause de « destination » qui interdit à l'importateur la revente du gaz sur son parcours de transport, disposition qui limite significativement la concurrence entre importateurs. De ce fait, sans s'opposer au principe des contrats à long terme, la Commission européenne a relevé le caractère anticoncurrentiel de ces clauses et les a déclarées illégales. En retour, les grands exportateurs ont tendance à transporter leur gaz jusqu'aux pays de consommation finale

1. Le gaz est acheminé vers un terminal portuaire du pays producteur, où il est liquéfié à - 160 °C, ce qui réduit son volume d'un facteur 600 environ ; des navires méthaniers y chargent ensuite le GNL pour le décharger dans un terminal méthanier de la zone de consommation, où il est alors re-gazéifié.

2. Dans ce type de contrat, le vendeur fournit le gaz alors que l'acheteur s'engage à payer une quantité nominale contractuelle, *qu'il en prenne livraison ou non* (contrat dit « *take or pay* »). L'acheteur jouit néanmoins de quelques flexibilités. Il pourra une année donnée « enlever » de 80 à 110 % des volumes contractuels, à condition de rétablir l'équilibre par la suite.

ou à lever ladite clause moyennant des arrangements financiers avec l'importateur, comme ce fut le cas lors de l'accord entre ENI et Gazprom en 2003.

- **UNE ÉNERGIE STOCKABLE**

Le stockage répond à la saisonnalité de la demande des consommateurs. Alors que les réseaux de transport sont souvent conçus pour acheminer un débit régulier, proche de la moyenne annuelle des volumes de gaz, la demande varie fortement en raison de l'importante utilisation du gaz pour le chauffage, besoin énergétique essentiel des secteurs tertiaire et domestique. C'est pourquoi on stocke le gaz en été pour le déstocker en hiver grâce à des cavités, aquifères (pour un fonctionnement de base) ou salines (pour un fonctionnement de pointe), en sous-sol. Pour sa part, le GNL peut être stocké dans les installations de liquéfaction puis re-gazéifié ultérieurement. Bien évidemment, cette flexibilité a un coût important (dans les coûts totaux, la part des coûts de distribution / stockage varie de 15 % pour un industriel à 45 % pour un consommateur résidentiel), dont le niveau peut obérer substantiellement la concurrence.

- **L'HÉTÉROGÉNÉITÉ DES SITUATIONS EUROPÉENNES**

En 2002, la moyenne européenne de la contribution du gaz naturel au bilan d'énergie primaire s'élevait à 21 %. Pays par pays, cette contribution varie en fonction du niveau de la production nationale, des coûts de transport et de la part du gaz comme combustible pour les centrales électriques.

Pays	Consommation de gaz (Gm ³) en 2002	Autosuffisance en gaz en %	% dans le bilan énergétique 2002	Croissance annuelle moyenne 1992-2002
Pays-Bas	42,8	156	48	+ 1,59 %
Royaume-Uni	93,7	113	40	+ 5,46 %
Belgique	17,3	0	23	+ 3,98 %
Italie	75,2	22	33	+ 3,36 %
Allemagne	89,5	17	22	+ 3,16 %
France	46,6	4	14	+ 3,43 %
Espagne	25,4	3	13	+ 12,34 %

Sources : CRE Rapport Annuel 2003, BP Statistical Review of World Energy 2002, Eurogas 2004.

- **LES ORIGINES DU GAZ EN EUROPE**

Globalement, l'Union européenne n'est pas autosuffisante en gaz. Les importations représentaient en 2002 46 % de ses besoins, et cette part devrait s'élever à près de 70 % à l'horizon 2020. La situation est cependant très contrastée d'un pays à l'autre. Tandis que la Grande-Bretagne, les Pays-Bas et le Danemark sont encore autosuffisants, la France et l'Espagne sont très largement tributaires des importations. Trois pays, l'Algérie, la Russie et la Norvège, fournissent environ 95 % du gaz importé dans l'UE, les exportations des deux premiers étant confiées aux monopoles nationaux Sonatrach et Gazprom.

I.2. LES PARTICULARITÉS MAJEURES DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Le marché électrique présente un certain nombre d'analogies avec le secteur gazier : énergie distribuée par des réseaux, progrès technique relativement lent, caractère de monopole naturel du transport et de la distribution, opérateurs historiques sortant d'une situation de monopole et industries très lourdes en termes de procédures et de délais d'investissements (10 ans). Néanmoins, un certain nombre de caractéristiques propres se dégagent.

- **LA NÉCESSITÉ D'UN ÉQUILIBRE INSTANTANÉ**

L'électricité ne peut être stockée dans des quantités significatives par rapport à sa consommation. L'hydraulique constitue néanmoins 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. En dehors de cette exception, il faut 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 le long du réseau de transport. Au surplus, si l'on considère que les programmations physique et commerciale n'empruntent pas le même chemin (du fait de la « loi des nœuds » de Kirchhoff), on comprend que la réalisation de l'équilibre soit assez complexe.

- **UNE PRODUCTION ESSENTIELLEMENT NATIONALE**

Contrairement au gaz, les pays européens sont quasiment tous autosuffisants en électricité. Ainsi, les besoins d'échange entre Etats sont beaucoup moins importants pour l'électricité (9 %) que pour le gaz (60 %). Par ailleurs, alors que le gaz est produit partout de façon homogène (aux qualités de gaz près), les moyens de production d'électricité sont assez hétérogènes.

Moyens de production	Part en % dans la production d'électricité en énergie (TWh)							
	Europe	France	Allemagne	Espagne	Italie	RU	Belgique	Hollande
Charbon	25	4,6	51,9	36,3	11,5	33,1	14,8	22,7
Fioul	7	1,3	0,8	5,5	28,0	1,3	0,6	9,3
Gaz	18	3,0	10,4	6,5	38,7	40,7	23,6	59,2
Nucléaire	34	77,9	28,7	34,9	0,0	21,5	57,7	2,9
Hydraulique	12	12,5	4,7	12,4	18,4	2,0	1,8	0,0
Renouvelables	4	0,7	3,5	5,1	3,1	1,4	1,5	6,2

Sources : Eurelectric, IEA, CNE, DTI, DGEMP, Commission européenne.

Ces différentes filières produisent toutes le même bien indifférencié (un kWh de voltage 220 V et de fréquence 50 Hz), aux caractéristiques physiques strictement normalisées. Mais elles ont des profils de puissance dégagée dans le temps très divers. On distingue des moyens de production de base (production régulière d'électricité sur une longue période comme les centrales nucléaires ou l'hydraulique au fil de l'eau), de semi-base (offrant un peu plus de flexibilité comme les centrales au charbon ou au pétrole, ainsi que les turbines à gaz) et de pointe (comme l'hydraulique de lac et les centrales au fioul qui peuvent faire varier aisément leur production et être démarrées rapidement en moins de 15 minutes).

- **UNE DEMANDE TRÈS INÉLASTIQUE AU PRIX À COURT TERME**

La consommation d'électricité est à court terme très inélastique au prix. Ainsi, une hausse du prix n'a qu'un effet marginal sur le niveau de consom-

mation. Ce constat implique que les consommateurs ne peuvent prendre en compte un signal prix dans leur décision de consommation à court terme. Ce point est renforcé par le fait que l'électricité satisfait des usages captifs (cas de l'éclairage par exemple). Notons toutefois que certaines entreprises industrielles sont capables, si la possibilité leur en est donnée, d'être récompensées en faisant jouer leurs clauses d'effacement (électricité) ou d'interruptibilité (gaz). Ces clauses, intégrées dans les contrats de fourniture, permettent aux producteurs d'interrompre l'alimentation de leurs clients (en contrepartie d'une rémunération), afin de mieux optimiser leur parc de production.

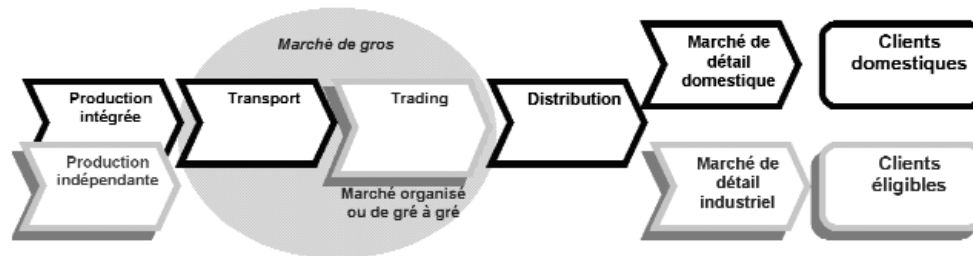
I.3. LA STRUCTURATION DES ACTEURS SUR LES CHAÎNES DE VALEUR ÉNERGÉTIQUES

Par le passé, les chaînes énergétiques se résument en des monopoles légaux, verticalement intégrés sans distinction comptable entre activités. En retour, le monopole garantissait l'offre d'énergie à tous. Les rentes sont désormais contestées selon deux modalités : la dé-intégration verticale et l'accès non discriminatoire au monopole naturel.

• LES ACTEURS DE LA CHAÎNE DE VALEUR ÉLECTRIQUE

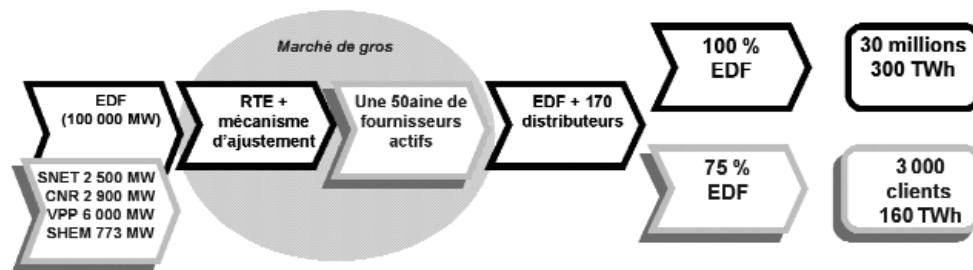
La chaîne électrique est constituée de cinq maillons : les combustibles (uranium, gaz, charbon), les actifs de production, le réseau de transport haute tension, le réseau de distribution et les activités de commercialisation. Dans ce système, le réseau est l'interface systématique dont le rôle est d'assurer un équilibre permanent entre injections et soutirages.

Auparavant, le monopole intégré assurait une certaine efficacité productive en éliminant les relations d'agence entre l'opérateur amont (producteur) et celui de l'aval (fournisseur). Néanmoins, les gains de l'intégration sont contrebalancés par les inefficacités décrites au point 2.1. Dès lors la chaîne électrique se structure autour de trois segments principaux : la production, le transport et la fourniture.



Source : Powernext.

Appliquée à la France, la chaîne de valeur électrique peut se présenter comme suit :



Comme le montre le schéma ci-dessus, le marché électrique français s'ouvre progressivement : le gestionnaire du réseau de transport (RTE) est désormais « séparé » du monopole historique (EDF), et la concurrence sur le marché de gros a permis à de nombreux fournisseurs de prendre des parts de marché à EDF pour les clients éligibles ; enfin le système des centrales virtuelles (voir *infra*) mis en place par EDF et les discussions que l'entreprise publique entretient avec Enel (sur des droits de soutirage directs auprès des centrales françaises) vont dans le sens d'un meilleur accès au marché français.

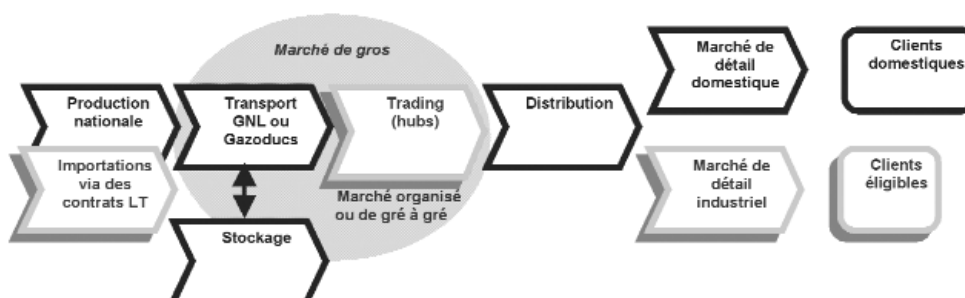
Le schéma français n'est cependant pas dominant. En Allemagne, la production est concentrée – de façon assez équilibrée – entre cinq grands producteurs (E.On, RWE, HEW, EnBW et Vatenfall) qui détiennent également les réseaux de transport. De même, le poids des distributeurs n'est pas le même selon le lieu dans lequel on se trouve : en France,

LES RÉFORMES DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUE ET GAZIÈRE EN EUROPE

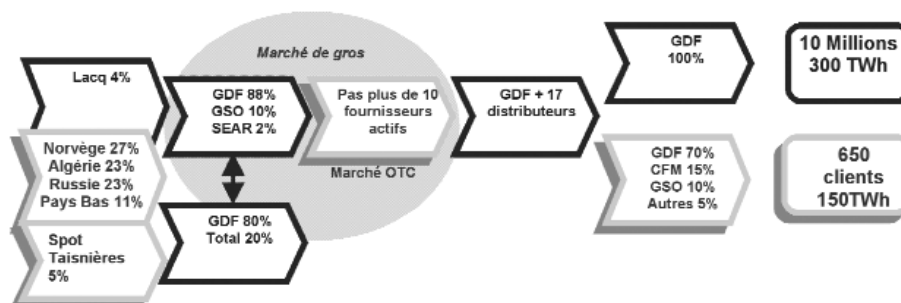
seulement deux ou trois distributeurs ont une taille critique alors qu'en Allemagne, les « *Stadtwerke* » (i.e. des régies municipales fournissant l'ensemble des activités de réseau telles l'électricité, le gaz, l'eau ou les télécommunications) détiennent un pouvoir très important.

• LES ACTEURS DE LA CHAÎNE DE VALEUR GAZIÈRE

Le marché gazier européen s'est organisé principalement autour d'un oligopole de producteurs exportateurs et d'un oligopsonne d'acheteurs. Le premier, constitué des compagnies publiques de l'Algérie, de la Russie et des Pays-Bas ainsi que du *pool* obligatoire d'exportation norvégien (le GFU), fournit au second le gaz via des contrats de long terme. Cette architecture a permis de développer des systèmes d'approvisionnement gazier stables et matures. Aujourd'hui, la libéralisation modifie cet environnement en développant de nouveaux jeux d'acteurs.



Appliquée à la France, la chaîne de valeur gazière peut se présenter comme suit :



Historiquement, la filière gazière européenne a connu une intégration verticale de l'amont (production) vers l'aval (transport / distribution). Les pétro-gaziers ont organisé cette structure intégrée en permettant à leur filiale de commercialisation de « placer » leurs ressources provenant de Groningue, de la Mer du Nord ou d'Italie. La stratégie de ces sociétés a cependant évolué, depuis l'ouverture du secteur. Elles cherchent aujourd'hui un accès direct au marché, via la création d'entités de négoce responsables de la commercialisation.

• **VERS UNE CONVERGENCE GAZ/ÉLECTRICITÉ ?**

Les opérateurs électriques désirent aujourd'hui également intervenir sur le marché gazier (et réciproquement d'ailleurs), soit par croissance interne (développement des filières à cycle combiné à gaz et des cogénérations), soit par croissance externe (acquisition de participations dans les sociétés de transport et distribution en Europe, par exemple EDF/Edison en Italie ou E.On/Ruhrgas en Allemagne). Ces nouveaux acteurs peuvent ainsi arbitrer entre le gaz et l'électricité (choix de l'énergie au prix le plus avantageux) et optimiser le fonctionnement de leur parc de centrales.

Concrètement, la convergence entre les deux industries s'effectue sur deux terrains :

– en aval, on peut citer le comptage et la facturation du gaz et de l'électricité, les conseils et services énergétiques (choix d'équipement, financement, construction et exploitation d'équipements) ;

– en amont et au milieu des filières, la production d'électricité à partir du gaz apparaît comme un phénomène majeur. L'activité de *trading* devrait permettre à tout moment, pour un gros consommateur industriel, un arbitrage possible entre l'utilisation directe de gaz et l'utilisation d'électricité produite ou non à partir du gaz.

2 ORIGINES ET MODALITÉS DU MOUVEMENT DE LIBÉRALISATION

2.1. ORIGINES DE LA LIBÉRALISATION

Trois arguments de nature respectivement juridique, économique et politique ont été invoqués pour impulser le processus d'ouverture des marchés de l'énergie.

Au plan juridique, la Commission de Bruxelles se fonde essentiellement sur trois articles du Traité de Rome (1957) afin de justifier le processus de libéralisation : l'article 30 (sur l'interdiction des restrictions quantitatives à l'importation), l'article 37 (sur les monopoles nationaux) et surtout l'article 90 qui dispose que « *les Etats membres, en ce qui concerne les entreprises publiques et les entreprises auxquelles ils accordent des droits spéciaux ou exclusifs, n'édicent ni ne maintiennent aucune mesure contraire aux règles du présent traité* ». En sus, la Commission fait appel à deux principes fondateurs de la communauté que sont le principe général de la concurrence et la notion de libre circulation.

Concernant les arguments économiques relatifs à la libéralisation, on peut réintroduire avec profit les travaux de Jacques Percebois (2003) qui a recensé trois critiques principales adressées au monopole public :

– l'inefficacité supposée des monopoles. Ces derniers feraient l'objet de pratiques bureaucratiques et développeraient un surinvestissement (révélé par l'effet Averch-Johnson). En d'autres termes, on reproche au monopole de capter des rentes qui amputent le surplus collectif. La théorie des droits de propriété de Coase peut expliquer pour partie cette moindre efficacité : en éliminant l'appropriabilité privée des bénéfices, la propriété publique empêche la recherche de l'efficacité maximale, favorise le gaspillage des ressources et réduit les incitations à la compétitivité ;

LES RÉFORMES DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUE ET GAZIÈRE EN EUROPE

- les monopoles concessionnaires de service public bénéficient d'asymétries d'information qui leur permettent de « capturer l'autorité » de tutelle chargée de les contrôler ;
- l'évolution technologique : en multipliant les zones potentielles de compétition, elle rend inutile le maintien de droits de propriété exclusifs.

La troisième série d'arguments en faveur de la libéralisation relève de préoccupations politiques et stratégiques. La dérégulation serait également un moyen, pour certains acteurs, de bouleverser l'organisation de l'industrie énergétique et d'obtenir au nom des grands principes (celui de l'efficacité économique, ou du respect des traités) une restructuration favorable à leurs intérêts³.

2.2. MODALITÉS DE LA LIBÉRALISATION

Pour atteindre simultanément une sécurité d'approvisionnement substantielle et des prix relativement bas, les législations nationales – en accord avec les prescriptions communautaires – ont adopté quatre principes issus des directives afin de libéraliser leurs marchés et deux outils complémentaires au cas où cela ne suffirait pas.

• LES PRINCIPES ISSUS DES DIRECTIVES

Le premier est la dissociation (*unbundling* en anglais) qui établit une séparation entre les activités régulées (transport) et celles relevant de la concurrence (production et négoce). D'abord comptable, elle peut être managériale, légale puis de propriété. C'est la mesure phare de la libéralisation, préalable à toute introduction de la concurrence.

En deuxième lieu, puisque les activités de transport et de distribution restent des monopoles naturels, les États membres doivent garantir à tous (opéra-

3. Ainsi il est probable qu'en libéralisant les industries de réseau britanniques, dans les années 80, Margaret Thatcher ait également cherché à combattre la puissance des syndicats.

teur historique comme nouveaux entrants) un accès des tiers au réseau transparent et non discriminatoire. Ce dernier peut être négocié mais on lui préfère généralement l'ATR régulé afin d'éviter la collusion entre opérateurs⁴.

Les directives européennes ont choisi la progressivité comme troisième principe. Ainsi a été mise en place la notion d'éligibilité, c'est-à-dire la possibilité, pour un client répondant à des conditions de consommation fixées, de pouvoir changer de fournisseur. Au départ, des seuils ont été fixés afin de n'ouvrir le secteur à la concurrence qu'au bénéfice des gros industriels. Les directives « énergie » de juin 2003 fixent une ouverture totale du marché aux non-résidentiels en juillet 2004 et à l'ensemble des clients domestiques en juillet 2007.

Le quatrième principe se fonde sur un constat : la simplicité du rapport de tutelle entre l'Etat propriétaire et le monopole laisse place à un éclatement des contrôles et des contraintes. Voilà pourquoi un double système de supervision, *ex post* et *ex ante* a été mis en place. *Ex ante*, le régulateur doit veiller à la bonne application du cadre législatif voire actualiser certains points ; *ex post*, les instances juridictionnelles sont chargées de trancher les litiges.

• DES OUTILS COMPLÉMENTAIRES

Le premier outil réside dans l'accès à la ressource physique. Comme l'explique Jacques Percebois (2003), « *il est difficile pour un nouvel entrant de conquérir des parts de marché au détriment de l'opérateur historique lorsque celui-ci dispose de la quasi-totalité du parc de production d'électricité ou négocie la totalité du gaz importé dans le cadre de contrats à long terme. Il est donc parfois nécessaire de recourir à une régulation asymétrique en obligeant l'opérateur historique à céder une partie de ses actifs ce qui revient à limiter sa part de marché* ». Ce type de mesures représente généralement la contrepartie qu'exige Bruxelles en cas d'acquisition d'actifs par l'opérateur historique. Ce mouvement peut prendre les deux formes définies dans l'encadré ci-après.

4. Dans le premier cas, le péage est fixé par un contrat entre le gestionnaire du réseau et l'opérateur qui sollicite l'accès ; dans le second, le péage est fixé par le régulateur.

**PROGRAMME DE GAS RELEASE ET
VIRTUAL POWER PLANT (VPP) :
DES OUTILS EFFICACES POUR PROMOUVOIR
LA CONCURRENCE**

Un programme de *gas release* est une procédure qui consiste à obliger les opérateurs en place à limiter leurs parts de marché en revendant une partie des volumes de gaz achetés dans le cadre de contrats *take or pay*. Après British Gas au Royaume-Uni, la SNAM (Italie), Gas Natural (Espagne) et Ruhrgas (Allemagne) se sont vus récemment imposer une rétrocession de leurs volumes de gaz importés. Pour sa part, le régulateur français vient d'annoncer s'être mis d'accord avec Gaz de France et Total pour mettre en place une rétrocession de gaz de 16TWh par an aux points Sud de la France. Il est à noter que cette mesure est d'autant plus acceptable par l'opérateur historique si le marché croît suffisamment pour « gommer » l'effet du *gas release*. Néanmoins, cet outil est parfois contesté quand les résultats de la revente font apparaître que ce sont les opérateurs électriques historiques (et non de nouveaux entrants « purs ») qui ont capté les quantités de gaz allouées à la vente.

En contrepartie de la prise de participation d'EDF dans le capital de l'électricien allemand EnBW, la Commission de Bruxelles a demandé à l'entreprise française de céder 6 000 MW de puissance installée. En pratique EDF reste l'opérateur chargé de faire fonctionner les centrales mais le produit de celles-ci (des KWh) ne lui appartient plus. Lors des enchères, les contrats portent sur 1 MW minimum et se présentent sous deux formes : des centrales virtuelles (VPP pour *Virtual Power Plant*) et des produits sur obligation d'achat (PPA pour *Power Purchase Agreement*). Les centrales virtuelles (5 000 MW) correspondent à des droits de tirage pour la quantité de puissance acquise. Le prix atteint par l'enchère est celui d'une prime fixe mensuelle (par MW) pendant deux à trente six mois. Il donne droit d'appeler la centrale lorsque l'acquéreur le souhaite (information transmise en J-1 à un agent de nomination neutre, Powernext) afin de vendre les KWh produits à ses clients ou sur le marché. Sur

5 000 MW, l'essentiel correspond à de la base (4 000 MW) et le reste (1 000 MW) à des équipements susceptibles d'être appelés aux heures de pointe. Avec les PPA, l'enchère porte non plus sur un droit mensuel de tirage mais sur une quantité ferme d'énergie (contrat annuel comprenant un « bloc d'hiver » et un « bloc d'été »).

Source : Auteur ; J. Percebois, « Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux : le cas de l'électricité et du gaz », *Working Paper* CREDEN (2003).

A défaut d'accès à la ressource physique, un deuxième outil est celui de l'accès à la flexibilité. L'ouverture à la concurrence, en multipliant le nombre d'opérateurs présents sur le marché, introduit une certaine incertitude. Il faut donc du même coup faire appel à des « mécanismes d'ajustement de l'offre et de la demande », ce qui revient à créer des marchés de gros proposant des mécanismes de couverture des risques. De tels marchés se mettent en place pour le gaz comme pour l'électricité mais ils posent la question des stratégies collusives ; ce sujet sera traité dans le point 3.

2.3. L'ÉTAT DU PROCESSUS DE LIBÉRALISATION : UNE DYNAMIQUE COMMUNAUTAIRE INACHEVÉE

• LES DIRECTIVES EUROPÉENNES RELATIVES AU GAZ ET À L'ÉLECTRICITÉ

Dans l'optique de la création d'un marché unique européen de l'énergie, les instances communautaires ont édicté deux directives, sur le Marché Intérieur de l'Electricité (décembre 1996) puis sur le Marché Intérieur du Gaz (juin 1998), que les législations nationales ont été ensuite amenées à transposer. Les premières directives ont instauré la liberté d'accès aux infrastructures, la liberté de choix du fournisseur par les consommateurs « éligibles » et le principe de dissociation comptable entre activités d'un même groupe. Les secondes (votées en juin 2003) traitent des thèmes suivants :

LES RÉFORMES DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUE ET GAZIÈRE EN EUROPE

- Calendrier d'ouverture des marchés : les marchés du gaz et de l'électricité seront ouverts à l'ensemble des clients non résidentiels en juillet 2004, l'ouverture totale aux consommateurs domestiques devant être effective au plus tard le 1^{er} juillet 2007.
- Indépendance des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution : ils devront être indépendants, tant sur le plan de la forme juridique qu'au plan de l'organisation et de la prise de décision.
- Obligations de service public et protection des clients finals : un niveau assez élevé d'obligations a été retenu : service universel, protection des clients finals (information, transparence des contrats), sécurité d'approvisionnement.
- Accès aux installations de stockage de gaz : outre l'accès des tiers au réseau (ATR), la directive prévoit un accès au stockage (ATS), régulé (tarifé) ou négocié.
- Régulateurs : le rôle des régulateurs est renforcé dans le processus d'ouverture des marchés, leurs compétences et devoirs sont largement détaillés et incluraient notamment la supervision de la gestion des interconnexions et des congestions, l'accès au réseau et aux stockages.

• L'EFFECTIVITÉ DE LA LIBÉRALISATION EN EUROPE

Tant le degré d'ouverture effectif de chaque marché national que les possibilités offertes aux nouveaux entrants d'y pénétrer sont controversés. Si le taux d'ouverture légal, le nombre de clients ayant changé de fournisseur ou le niveau et la baisse des prix pratiqués sur le marché final constituent des indicateurs intéressants, aucun indicateur ne reflète, à lui seul, le degré d'ouverture réel du marché, étant donné les spécificités des marchés nationaux (situation de départ, nombre et compétitivité des opérateurs historiques, règles de marché...). La Commission européenne publie cependant un « rapport d'étalonnage » annuel, sur la mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité. On trouvera ci-après un tableau extrait du rapport 2003.

Pays	Ouverture actuelle*		Ouverture effective** (industriels)		Ouverture effective (ménages)	
	Gaz	Electricité	Gaz	Electricité	Gaz	Electricité
Belgique	83 %	80 %	nd	5 %	Non éligible	Non éligible
France	37 %	37 %	20 %	15 %	Non éligible	Non éligible
Allemagne	100 %	100 %	5 %	20 %	2 %	5 %
Italie	100 %	66 %	10 %	15 %	0 %	nd
Pays-Bas	60 %	63 %	15 %	20 %	Non éligible	Non éligible
Espagne	100 %	100 %	38 %	20 %	1 %	nd
Roy.-Uni	100 %	100 %	16 %	15 %	19 %	12 %

* L'ouverture actuelle correspond à l'ouverture légale.

** L'ouverture effective correspond au nombre de clients ayant changé de fournisseur en 2002/2003.

Bien que l'on puisse noter certains progrès dans les pays membres, les aspects suivants continuent à poser problème. Pour l'électricité :

- l'ouverture asymétrique des marchés nationaux, sans qu'elle soit délicateuse, provoque des tensions entre Etats, et favorise les distorsions de la concurrence entre les compagnies, en rendant possibles des subventions croisées ;
- on constate une pénurie d'infrastructures d'interconnexion entre les Etats membres et, en cas de congestion, une inadéquation des méthodes de répartition des faibles capacités ;
- la dissociation des réseaux de distribution apparaît globalement insatisfaisante. Les redevances d'accès au réseau apparaissent toujours aussi élevées dans certains Etats membres, et il y a lieu de penser que les mécanismes d'équilibrage restent généralement peu favorables aux nouveaux arrivants.

Concernant le secteur du gaz, les principales entraves sont les suivantes :

- comme pour l'électricité, les décalages entre les degrés d'ouverture du marché suscitent des préoccupations ;

LES RÉFORMES DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUE ET GAZIÈRE EN EUROPE

- les structures tarifaires sont souvent inadaptées, et des disparités importantes et inexpliquées demeurent entre les tarifs d'accès au réseau d'un pays ou d'une région à l'autre ;
- on constate un certain manque de transparence en ce qui concerne la capacité des infrastructures disponible, au niveau interne et transfrontalier, tandis que les procédures de réservation de capacités ne donnent pas aux tiers la souplesse nécessaire pour modifier leurs sources d'approvisionnement ou leur portefeuille de clients sans s'exposer à des coûts élevés ;
- enfin la concentration de la production et de l'importation aux mains d'un petit nombre d'entreprises et le lent développement des carrefours d'échanges (« *hubs* ») expliquent que les nouveaux arrivants aient souvent beaucoup de difficultés à acheter du gaz en gros à des conditions raisonnables.

• DANS L'AVENIR, QUELLES VOIES POSSIBLES POUR LA CONCURRENCE ?

La concurrence gazière

Quatre sources semblent prometteuses pour le développement de la concurrence :

- la croissance significative de la consommation de gaz en Europe (cf *infra*) ;
- les mesures de *gas release*, appliquées au Royaume-Uni, en Italie, en Espagne, quoique le bénéfice réel de ces programmes soit discuté, certains alléguant que les conditions de rétrocession de ces parts de marché seraient effectuées de manière floue, et surtout au profit des opérateurs électriques historiques ;
- les capacités excédentaires disponibles (de l'ordre de 10 %) dans les usines de GNL, lesquelles ont la possibilité de vendre des volumes « *spot* », quoique à un rythme aléatoire ; à long terme, ce marché du GNL « *spot* » semble en mesure de contribuer de manière décisive à la concurrence gaz-gaz, surtout dans le sud de l'Europe ;

– le négoce des liquidités gazières issues de la flexibilité des installations de production de Mer du Nord, des clauses de souplesse de certains contrats « *take or Pay* », ou encore d'arbitrages des opérateurs de centrales de production d'électricité ou de co-génération.

La concurrence électrique

Il y a relativement peu de dispositifs qui pourraient permettre des transformations radicales en termes de concurrence dans le secteur électrique : une obsolescence de certains moyens de production due à l'avènement d'une technologie plus efficace, une augmentation rapide de la demande ou encore des échanges ou des rachats d'actifs. Concernant les deux premiers points, le secteur électrique étant à progrès technique et à croissance de la demande lents⁵, il y a peu de chances de voir poindre la concurrence de ces côtés là. En revanche, d'autres facteurs devraient faire évoluer la situation :

– dans la logique d'unification européenne, les règles d'allocation de capacités d'interconnexions vont être appliquées en privilégiant l'application de règles marchandes par rapport aux règles d'allocation autoritaire, selon l'esprit des accords de Florence. Le système des enchères, bien adapté à la logique des échanges de court terme, présente l'avantage de sélectionner les offres en fonction du niveau du surplus qui se dégage des échanges associés ;

– la décroissance tendancielle des surcapacités sur la plaque continentale devrait amener les acteurs à réaliser de nouveaux investissements et permettre, sinon l'arrivée de nouveaux entrants, du moins une redistribution des cartes entre acteurs ;

– l'imbrication de plus en plus forte entre les marchés gaziers et électriques (notamment en Allemagne, au Royaume-Uni et en Espagne) devrait stimuler la concurrence ;

5. L'UCTE prévoit une croissance de la demande 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.

– enfin, des mécanismes de rétrocession des parts de marché des monopoles historiques (système des VPP en France ou du décret Bersani en Italie) dynamisent l'offre dans des marchés concentrés. Le décret Bersani, publié en 1999, interdit ainsi à toute société d'avoir plus de 50 % du total « production plus importations » d'électricité.

3 VRAIS ENJEUX ET FAUX DÉBATS LIÉS A LA LIBÉRALISATION

3.1. LES PRINCIPES DE LA RÉGULATION DES SECTEURS ÉNERGÉTIQUES

- QU'EST-CE QUE LA RÉGULATION ?

Le mouvement de libéralisation implique de donner au secteur concerné de nouvelles règles à travers des autorités administratives indépendantes dites autorités de régulation. La régulation recouvre ainsi la réglementation (c'est-à-dire l'établissement des lois, des règles et des contrats), le contrôle de sa mise en œuvre et les nécessaires adaptations. S'il y a régulation, c'est parce que les règles ne peuvent tout prévoir, qu'elles doivent être interprétées et ajustées en fonction des situations et des objectifs.

- LA DIVERSITÉ DES SOLUTIONS DE RÉGULATION DES SECTEURS ÉNERGÉTIQUES EN EUROPE

En France, pour le secteur électrique et gazier, c'est la Commission de Régulation de l'Énergie qui est en charge de la régulation *a priori* s'exerçant sur les tarifs de transport ou les modalités du service public⁶, alors que les autorités juridictionnelles exercent un contrôle *a posteriori* sur les conséquences de la libéralisation.

On peut distinguer trois grandes options de régulation en Europe :

– Le modèle allemand d'autorégulation. L'autorégulation est le principe selon lequel ce sont les opérateurs – en concertation avec les différents acteurs

6. Dotés de pouvoirs initiaux limités, les régulateurs ont généralement tendance à accroître leur domaine de compétences par le biais d'avis ou de communications.

LES RÉFORMES DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUE ET GAZIÈRE EN EUROPE

du marché – qui fixent les principes et les tarifs d'accès au réseau, sous le contrôle *ex post* de l'autorité de la concurrence. Ce modèle pose deux séries de problèmes : celui de la cartellisation possible du système et celui de la supervision du secteur par la seule autorité concurrentielle.

– Le modèle anglo-saxon d'instance indépendante unicéphale. La particularité du modèle britannique est de disposer d'un régulateur individuel. Le directeur général ne préside pas une commission mais est responsable personnellement de ses rapports. Ce choix fut explicitement présenté comme une réaction au modèle américain que l'on accusait, par l'effet de la collégialité, d'être lent et de susciter une doctrine de régulation peu cohérente dans la durée. Néanmoins, ce système a rencontré ses limites en 1994 (cf *infra*).

– Le modèle européen de commission de régulation indépendante. Le modèle européen présente les caractéristiques suivantes : (1) une instance sectorielle collégiale, commune aux deux secteurs, (2) disposant d'une large autonomie sans être totalement indépendante, (3) exerçant des compétences particulières en matière d'accès aux réseaux (fixation des tarifs d'accès) et (4) agissant en liaison avec le pouvoir judiciaire.

La diversité des dispositifs de fonctionnement des régulateurs électrique et gazier en Europe est présentée ci-après :

Pays	France (CRE)	RU (OFGEM)	Italie (AEEG)	Allemagne	Espagne (CNE)
Type	Commission collective	Commission individuelle	Commission collective	Régulation par l'autorité de la concurrence + autorégulation des professionnels du secteur (création d'une autorité prévue en 2004)	Commission collective
Ressources	Budgétaires	Payées par la profession à un niveau voté annuellement	Payées par la profession à un niveau fixé par la loi et adaptable par le gouvernement		Payées par la profession en fonction de l'activité du secteur
Tarifs de transport	Monopole de proposition que le gouvernement ne peut que publier ou refuser	Fixés par l'OFGEM	Fixés par l'AEEG		Avis donné par la CNE
Rôle dans la création de marchés de gros	Assez important (interprétation « audacieuse » de la loi par la CRE)	Très important (réforme NETA)	Faible (organisation d'un <i>pool</i> par les pouvoirs publics, consultation)		Très faible (création de l'OMEL par le gouvernement espagnol)

Organisation du service public	Avis sur les obligations d'achat + fixe le CSPE	Fixation des obligations de service public	Avis sur les charges de service public		Avis sur les charges de service public
Consultation des consommateurs	Auditions informelles mais publiées et consultables	Conseil de défense des consommateurs au niveau régional et national	Auditions périodiques obligatoires des associations		Conseil consultatif obligatoirement consulté dans diverses procédures
Juridiction d'appel	Cour d'appel de Paris, juge administratif pour certains types de décision	Autorité de la concurrence (et tribunaux en cas de non respect des décisions de l'Autorité)	Tribunal administratif de Milan, puis Conseil d'Etat		Ministère de l'industrie, juge administratif pour certaines décisions.

Sources : Ecole Polytechnique, CRE, OFGEM, AEEG, CNE.

3.2. LES RISQUES ASSOCIÉS À LA RÉGULATION

- **LES ACQUIS DU RÉGULATEUR SONT ENCORE FRAGILES**

L'action accomplie par les instances de régulation – aussi nécessaire soit-elle – peut être amoindrie pour deux raisons : (1) fixer une tarification transparente et non discriminatoire est une tâche difficile, (2) les compétences partagées entre les différents acteurs de la régulation en compliquent l'exercice.

La fixation des tarifs d'accès aux réseaux est une pratique complexe : ils doivent permettre au transporteur de couvrir ses coûts et financer les investissements nécessaires, sans accorder au transporteur de rentes indues. Malgré les différentes formules adoptées (*cost plus, price cap...*), les asymétries informationnelles sont importantes, comme l'illustre le cas anglais. Le régulateur de l'électricité, S. Littlechild, fut en effet au centre d'une vive controverse en 1994. Il était chargé notamment de contrôler les prix des compagnies de distribution. Il commit une erreur en appliquant des plafonds de prix trop élevés alors que les distributeurs avaient divisés par deux leur masse salariale. Il fut donc conduit à rouvrir en 1996 la procédure de fixation des prix pour la période 1995-98 afin de réduire leurs bénéfices.

En outre, l'exercice de la régulation fait généralement cohabiter trois types d'acteurs : le gouvernement, le régulateur et l'autorité en charge de la concurrence. Des conflits de compétences peuvent en résulter et être à l'origine de graves problèmes ; à cet égard, la crise californienne constitue un exemple particulièrement frappant.

LA CRISE CALIFORNIENNE

La Californie a ouvert la totalité de son marché en 1998 afin de faire baisser les prix au consommateur final, qui étaient parmi les plus élevés aux Etats-Unis. Or, une crise se déclenche en mai 2000 marquée par la hausse fulgurante des prix de gros (multiplication par cinq). Durant cette période, les trois distributeurs privés ont accumulé 12 milliards de dollars de pertes en un an, et ont attaqué en justice la commission de régulation de Californie pour l'interdiction qui leur avait été faite de répercuter les hausses des coûts d'achat de l'électricité. En dépit de l'opposition du gouverneur de Californie, la commission de régulation de l'Etat a dû se résoudre à la plus forte hausse tarifaire de son histoire : les industriels ont vu leurs tarifs augmenter de près de 50 %. *In fine*, l'Etat de Californie s'est substitué aux distributeurs en faillite pour acheter de l'électricité.

Cette crise est le résultat de causes conjoncturelles (hausse des prix du gaz naturel dans l'Ouest des Etats-Unis, augmentation du prix des permis NOX, baisse des importations des Etats voisins et nombreuses restrictions environnementales sur les installations et la production des centrales) et de ce que Joskow appelle des « *failures by design* » du système de régulation. Par cette expression, Joskow montre qu'à trop vouloir contenter tous les intérêts en présence, on aboutit souvent à une prise de décision politiquement réussie mais économiquement non viable. La régulation du secteur n'a pas permis au marché de fonctionner réellement car :

– aucune élasticité de la demande par rapport à l'évolution des prix n'était possible dans la mesure où les prix de détail étaient gelés ;

- la gestion des congestions est loin d'avoir été organisée de façon optimale ;
- des suspicions concernant l'exercice de pouvoirs de marché ont conduit à des actions en justice ;
- l'inadéquation entre offre et demande d'électricité (déficit de capacités de 5 000 MW), due tant à des sous-capacités dans la production que sur les infrastructures de transport (syndrome BANANA pour *Build Absolutely Nothing Anywhere Near Anyone*).

Il est possible de tirer cinq enseignements de cette crise :

- (1) la régulation a conduit à un enrichissement excessif des producteurs alors que les distributeurs ont été ruinés ;
- (2) le mode de régulation n'a pas donné les signaux utiles au consommateur, qui bénéficiait de la stabilité des prix de détail ;
- (3) le pouvoir politique a sans doute fixé des exigences difficiles à satisfaire pour les distributeurs en termes de qualité de service et de niveau des tarifs ;
- (4) le régulateur sectoriel a été dans l'incapacité d'imposer un équilibre de moyen terme tenant compte de la sécurité d'approvisionnement et des besoins d'investissement. La législation stricte en matière de protection de l'environnement a été un frein au développement des capacités de production et des réseaux alors que l'Etat était structurellement importateur d'électricité ;
- (5) le dialogue difficile entre les nombreux acteurs de la régulation a retardé la sortie de crise.

Source : N. Colin-Sisteron, *La crise de l'électricité en Californie : quelles analyses et quels enseignements ?* (2001).

• LES RISQUES ENGENDRÉS PAR LA RÉGULATION ELLE-MÊME

Un premier risque est la « capture » du régulateur par son environnement. Les opérateurs peuvent être tentés de se lancer dans un coûteux travail de lobbying, soit en essayant de convaincre le régulateur, par des études économiques, de la justesse économique de son point de vue, soit en essayant de capturer le régulateur par des relations d'amitié ou des faveurs. Ce risque est cependant minoré par des règles d'indépendance fortes (irrévocabilité, appel juridictionnel...) qui assurent la crédibilité du régulateur.

Un deuxième risque est celui de la collusion entre opérateurs. Sous certaines conditions, des producteurs peuvent adopter des comportements de restriction de capacité pour faire monter les prix sur le marché *spot* (reproche souvent adressé au *pool* anglais de l'électricité lorsqu'il existait et à la situation californienne). Les transporteurs peuvent également avoir intérêt à limiter l'extension du réseau afin de provoquer des congestions puis de tirer un bon prix lorsque les capacités disponibles sont mises aux enchères. Le risque collusif est sans doute le principal danger auquel les régulateurs doivent prendre garde.

3.3. FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS : LA FINANCIARISATION DU SECTEUR ÉNERGÉTIQUE

Avec la libéralisation, les grands consommateurs ont vu leur facture électrique changer de nature. Alors qu'auparavant ce prix reflétait une négociation de long terme avec le monopole, ce dernier s'établit aujourd'hui de façon libre via des marchés de gros. Sur ceux-ci, on trouve (1) des produits de court terme (le *spot*), dont la caractéristique principale est d'être volatil puisque soumis à divers aléas (consommation, production), et (2) des produits dérivés servant à couvrir le risque prix des premiers. Cette évolution marque un transfert de la gestion du risque de prix du producteur vers le consommateur. Ce changement n'est pas en soi un problème si les instruments de couverture sont à la fois adaptés et non manipulables. Or, la difficulté est, qu'aujourd'hui, ces outils ne sont pas toujours bien utilisés. Certains consommateurs notent

une contamination du prix des produits dérivés par le spot alors même que la relation traditionnelle entre comptant et terme est peu valide pour l'électricité du fait de sa non stockabilité. Quand bien même le prix des produits dérivés se formerait de manière autonome, il se pose un second problème : celui de l'indexation des produits à terme sur des références de prix comme celle de Platt's dont le résultat s'assimile plus à un sondage auprès de gros producteurs qu'à une véritable confrontation de l'offre et la demande. Ce point se propose d'examiner l'intérêt et les risques des marchés de gros.

- **L'INTÉRÊT DES MARCHÉS DE GROS ÉLECTRIQUE ET GAZIER**

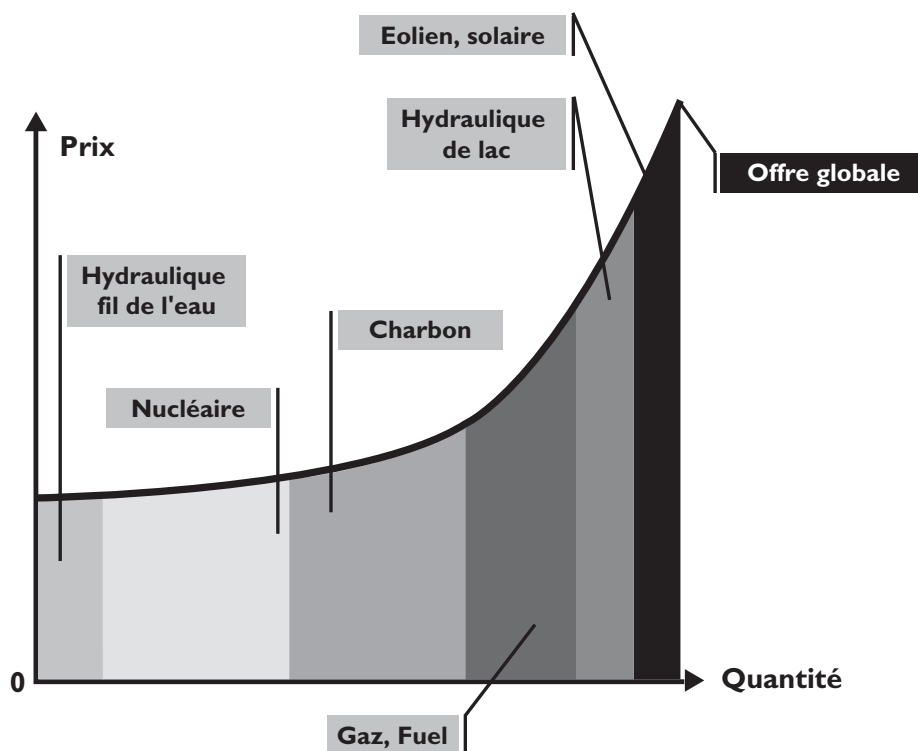
Les marchés de gros électriques

On distingue traditionnellement deux formes d'organisation des échanges :

- D'une part, le *pool* obligatoire (où les producteurs doivent s'approvisionner ou vendre leur électricité) fonctionne selon le mécanisme suivant : les producteurs sont appelés en fonction du prix des offres qu'ils ont émis. Au fur et à mesure de la croissance de la demande, des producteurs (de moins en moins concurrentiels, mais de plus en plus flexibles) seront « appelés » par le gestionnaire de réseau. Ainsi, sur le marché, les changements de paliers marginaux de production expliquent les sauts de prix constatés. Le graphique ci-après restitue la création de la courbe d'offre.
- D'autre part, les contrats bilatéraux effectués sur le marché de gré à gré (*Over The Counter*), dont le complément naturel réside dans la création de bourses assurant, comme fonction initiale, l'écrêtement des volumes marginaux nécessaires à l'équilibrage entre l'offre et la demande.

Dans le cas du *pool* obligatoire (Angleterre jusqu'en avril 2001, Californie jusqu'en décembre 2001, Espagne, PJM - Pennsylvanie, New Jersey et Maryland), le prix tend – théoriquement – vers le coût marginal de court terme. Néanmoins, après les avatars californien et anglais, ce modèle fait l'objet d'une sérieuse révision, notamment parce qu'il faciliterait les comportements collusifs des offreurs lorsque ces derniers sont peu nombreux. De fait, les rumeurs évoquant des ententes commerciales entre

LES RÉFORMES DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUE ET GAZIÈRE EN EUROPE



les opérateurs historiques espagnols se sont révélés fondés 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.

On lui préfère aujourd'hui la cohabitation de bourses et de contrats bilatéraux via des marchés de gré à gré importants et des marchés organisés présents en Scandinavie (Nordpool), en Allemagne (EEX), en France (Powernext), aux Pays-Bas (APX) ou au Royaume-Uni (UKPX). Ces bourses proposent des produits variés selon leur niveau de maturité : un marché *spot* et un marché de produits dérivés. Le marché *spot* est l'élément essentiel d'une bourse d'échanges d'électricité. Un prix *spot* correspond à la cotation de l'électricité la veille pour une livraison le lendemain. Ce prix reflète l'équilibre offre/demande à court terme, avant l'ajustement. Ils sont donc soumis à une forte volatilité, en raison de données météorologiques ou d'événements

annoncés ou prévus sur le parc productif. Un prix spot révèle un contenu informationnel assez simple : la nécessité pour les acteurs d'équilibrer leur portefeuille de production ou de consommation afin de ne pas être en « écarts » vis-à-vis du gestionnaire de transport. Plus généralement, ce prix constitue la référence de court terme de sa zone géographique, en couvrant un risque de volume d'équilibrage des positions physiques des producteurs, fournisseurs ou consommateurs.

La diversité de ces bourses et leur degré de maturité sont évoqués dans le tableau suivant :

Bourse	Nordpool	OMEL	APX	EEX	UKPX	EXAA	Powernext
Zone	Scandinavie	Espagne	Pays-Bas	Allemagne	RU	Autriche	France
Nature	<i>pool</i> volontaire	<i>pool</i> obligatoire	bourse	bourse	bourse	bourse	bourse
Création	1996*	1998	1999	2000	2001	2002	2001
Nombre de participants	338	155	39	112	47	25	38
Spot (en 2003)	326 027 MWh/j 36,69 €	541 260 MWh/j 28,96 €	32 764 MWh/j 46,5 €	130 520 MWh/j 29,49 €	19 932 MWh/j 26,39 €	3 616 MWh/j 30,67 €	20 493 MWh/j 29,22 €
Marché infra-journalier	oui	oui	non	non	non	non	non
Dérivés	oui	non	non	oui	oui	non	2004
Compensation OTC	oui	non	non	oui	non	non	non
Part du spot sur la consommation de la zone	30 %	83 %	11 %	9 %	2 %	2 %	5 % (de la consommation éligible)

* Dans sa forme actuelle.

Source : Auteur d'après RTE, Libéralisation de l'énergie. Les bourses de l'électricité (2003).

L'un des développements logiques de ces marchés est d'adosser à leurs produits initiaux des produits financiers afin de répondre aux besoins de couverture à long terme des opérateurs face à la volatilité des prix. Ainsi, sur le Nordpool, il s'échange dix fois plus d'électricité « papier » que d'électricité physique. Ces marchés financiers permettent aux acteurs de se couvrir contre le risque de volatilité des cours.

Les hubs gaziers

Un *hub* est un site qui regroupe les caractéristiques suivantes : une demande potentielle de transactions physiques de gaz, des canalisations multiples, des capacités de stockage de pointe et une gamme de services, organisée par le gestionnaire du *hub* (comme la vente de gaz, l'équilibrage, une plate-forme électronique pour des transactions ou des informations sur les prix). On distingue deux *hubs* de taille satisfaisante en Europe : le NBP (Royaume-Uni) et le *hub* de Zeebrugge (Belgique).

Le volume des échanges physiques sur le NBP y représentait au quatrième trimestre 2002 près de 40 % de la consommation moyenne du Royaume-Uni : la liquidité du marché est donc excellente. Une forme de consécration du NBP est intervenue récemment, avec le contrat de 5 Gm³/an signé entre Statoil et Centrica (2005-2015). La livraison sera effectuée sur le NBP et le prix du gaz indexé sur les prix NBP (élément rare pour des contrats essentiellement indexés sur les produits pétroliers).

Zeebrugge est un *hub* de type physique qui occupe une place privilégiée au carrefour de plusieurs infrastructures. Le principal reproche adressé à Zeebrugge est sans doute son manque de liquidité, qu'on estime au 1/10^e de celle du NBP : les transactions progressent régulièrement, mais restent modestes. Le prix de Zeebrugge apparaît plutôt comme une excroissance du marché anglais via l'Interconnector (la canalisation anglo-belge).

- **LES RISQUES ASSOCIÉS AUX MARCHÉS DE GROS**

Une volatilité accrue

Sur les marchés, la volatilité est – par nature – rémunératrice. Le caractère non stockable de l'électricité (ou le coût élevé du stockage pour le gaz) implique que les acteurs soient soumis à des variations de prix allant du

coût marginal de court terme en cas de surcapacités au coût marginal de la coupure (coût de la non production pour un industriel par exemple).

Le tableau suivant estime la volatilité journalière (i.e. l'écart-type des taux de variations absolus) des différents marchés européens du gaz et de l'électricité. Pour une période allant du 1^{er} janvier 2002 au 31 décembre 2003, les résultats sont les suivants :

	Powernext	EEX	APX	Nordpool	NBP-EnMO	Zeebrugge
Activités	Electricité	Electricité	Electricité	Electricité	Gaz	Gaz
Volatilité (%)	61,4 %	50,15 %	125,55 %	6,41 %	10,69 %	6,07 %
Prix mini (€/MWh)	4,929	3,120	6,750	10,902	1,891	5,865
Prix maxi (€/MWh)	310,373	163,460	660,344	114,614	18,486	20,445
Prix moyen (€/MWh)	25,111	26,021	38,230	31,021	8,241	10,025

Les chiffres obtenus ci-dessus sont bien évidemment à mettre en cohérence avec le tableau précédent. En effet, pour le cas électrique, le niveau de volatilité est logiquement plus élevé pour des bourses comme Powernext et APX que pour Nordpool : c'est la différence entre un marché dont la fonction première est d'équilibrer des positions physiques, en volume (dans le couple MWh/€, l'opérateur cherche le MWh) et un marché dont la profondeur permet d'être un outil de fourniture à part entière (dans le couple MWh/€, l'opérateur cherche le meilleur prix). En tout état de cause, la volatilité n'est pas un évènement nouveau pour les grands industriels, qui sont depuis longtemps exposés aux fortes variations des taux de change, des taux d'intérêt, etc. Néanmoins, avec l'électricité, il s'agit là d'un nouveau risque, dont l'amplitude est sans doute plus élevée que pour les précédents éléments.

Les risques de manipulation de marché

Après la crise californienne, de nombreux travaux économiques ont porté sur le concept de pouvoir de marché. Ce dernier est défini par la justice américaine comme la situation suivante : « *une firme détient un pouvoir de marché lorsqu'elle peut, de manière intentionnelle, changer le prix de marché et le*

maintenir à un niveau non compétitif (à la hausse pour obtenir une rente ou à la baisse en pratiquant des prix prédateurs) sur une période de temps significative. »

Ainsi, un marché de gros électrique ou gazier peut faire l'objet d'une manipulation de prix de la part d'un ou plusieurs acteurs. De plus, il n'est pas nécessaire d'avoir une part de marché importante ; rappelons pour mémoire que la part de marché individuelle des sept plus gros opérateurs californiens du CalPX ne dépassait pas 12 %. Avec un moyen de production de pointe ne représentant que 1 à 2 % du parc électrique total, un opérateur peut volontairement restreindre sa production afin de faire monter les cours.

Une liquidité insuffisante

Le principal reproche adressé aux marchés de gros est leur manque de liquidité. Afin d'éviter de telles situations, la plupart des marchés à terme se sont dotés de « *market makers* », ou teneurs de marché. Ces derniers sont des intervenants « ayant contractuellement l'obligation de placer des ordres d'achat et de vente dans le marché (sur certains contrats) afin de faciliter la création de la liquidité initiale d'un contrat »⁷. Concrètement, ces acteurs fournissent des fourchettes de prix achats/ventes plus ou moins larges en échange d'une rémunération ou d'une réduction de commissions par l'autorité de marché.

La fiabilité des prix de bourse

N'étant plus abrité par le parapluie tarifaire du monopole historique, les clients éligibles voient désormais évoluer le prix de leurs contrats de fourniture de façon totalement libre. La détermination de ces nouveaux prix n'étant pas évidente, l'indexation sur les prix de marché est de plus en plus usitée.

Or c'est ici que réside tout le problème : les produits à terme doivent être considérés comme des compléments au contrat standard de fourniture,

7. B. Alexandrov et P.E. Dionnet, « Le rôle des marchés à terme dans le processus d'ouverture du secteur électrique européen », novembre 2003.

et non comme des substituts. Alors que le prix du second reflète un engagement de très long terme avec de nombreuses clauses de flexibilité, le prix des premiers identifie tout à la fois une capacité d'arbitrage et de couverture par rapport au contrat standard.

■ **Ainsi, la crédibilité du prix de bourse dépend beaucoup du contenu que l'on lui donne. Faire assumer à des produits à terme de maturité maximale d'un an le rôle de contrat de fourniture rempli d'optionnalités est un non-sens particulièrement dangereux. En cela, le discours de certains industriels – critiquant cette nouvelle donne commerciale – n'apparaît pas comme déraisonnable : le pouvoir de négociation de ces derniers se réduirait car les fournisseurs n'offriraient plus de contrat de fourniture à long terme. Néanmoins, c'est à ces mêmes industriels qu'il appartient de se montrer à la fois – pour reprendre les termes des gaziers – des « opérateurs prudents et raisonnables », mais aussi des acteurs responsables et actifs, n'ayant pas peur de valoriser leurs opportunités ou effacements.**

Au final, l'un des avantages principaux de la libéralisation est de permettre la révélation de prix transparents dont le niveau reflète l'état informationnel du secteur. A ce titre, l'épisode caniculaire de l'été 2003 a permis, au-delà des sur-réactions, de mettre en exergue une situation particulièrement tendue sur l'outil productif.

L'ÉPISODE CANICULAIRE DE L'ÉTÉ 2003

L'Europe a connu un épisode caniculaire sans précédent cet été. Dès juin, la conjonction d'un ensoleillement intense, d'une absence continue de précipitations, d'une absence notable de vent, et de températures largement supérieures à la moyenne ont concouru à faire de l'été 2003, la saison la plus chaude du siècle. Ces conditions ont régné jusqu'à la fin

juillet pour amorcer un épisode hors norme à partir du 1er août, à la fois par sa durée et son intensité. Ces conditions se sont rapidement reflétées dans les prix des marchés de gros qui ont participé à l'envoi de signaux nécessaires au guidage des décisions politiques.

• **La situation du parc français pendant la canicule.** La sécheresse a tout d'abord entraîné une baisse du débit des cours d'eau, qui s'est traduite par une réduction de 19 % de la production hydroélectrique entre le 4 et le 24 août 2003. Pour les mêmes raisons, une réduction de 4 % de la production nucléaire a été observée entre le 4 et le 24 août 2003.

• **La gestion de la crise.** Les difficultés rencontrées en matière de production se sont ajoutées à une augmentation de 4,2 % de la consommation intérieure française par rapport à la même période de l'an passé (32,1 TWh en août 2003, contre 30,8 TWh en août 2002). Pour y faire face, les actions suivantes ont été mises en œuvre :

– appels au civisme par les pouvoirs publics pour réduire la consommation en électricité (baisse de 300 MW le 14 août – soit l'équivalent de la consommation d'une ville comme Nantes) ;

– effacements négociés par EDF avec les grands clients industriels à hauteur de 1 700 MW ;

– appel aux cogénérateurs (plus de 700 MW mobilisés) ;

– réduction des exportations (-15 % par rapport à 2002) et augmentation des importations de 107 % ;

– mise à disposition de capacités de puissance des filiales étrangères d'EDF (500 MW au travers d'EnBW – filiale allemande) ;

– achats par EDF sur le marché de gros pour 2 800 MW ;

– en dernier recours, utilisation des dérogations environnementales. L'utilisation des arrêtés dérogatoires est restée très limitée : entre les 14 et 20 août, seules 4 centrales nucléaires (Bugey, Tricastin, Golfech et

Cattenom) et 2 centrales thermiques classiques (La Maxe et Blenod) ont utilisé les dérogations de l'arrêté interministériel du 12 août ou des arrêtés préfectoraux.

• **Une sur-réaction des marchés ?** Au regard de la dé-corrélation entre les prix de Powernext et ceux d'EEX ou de la courbe de charge de RTE, il semble bien que l'on soit en présence d'une sur-réaction. Cette dernière est probablement issue d'une information insuffisante concernant l'état de l'offre électrique en France. Les opérateurs n'ont probablement pas pu tous participer au consensus de prix habituel, ce qui a provoqué des tensions importantes. Cet épisode devrait sans doute amener les autorités à réfléchir sur des outils informationnels plus performants dans l'avenir.

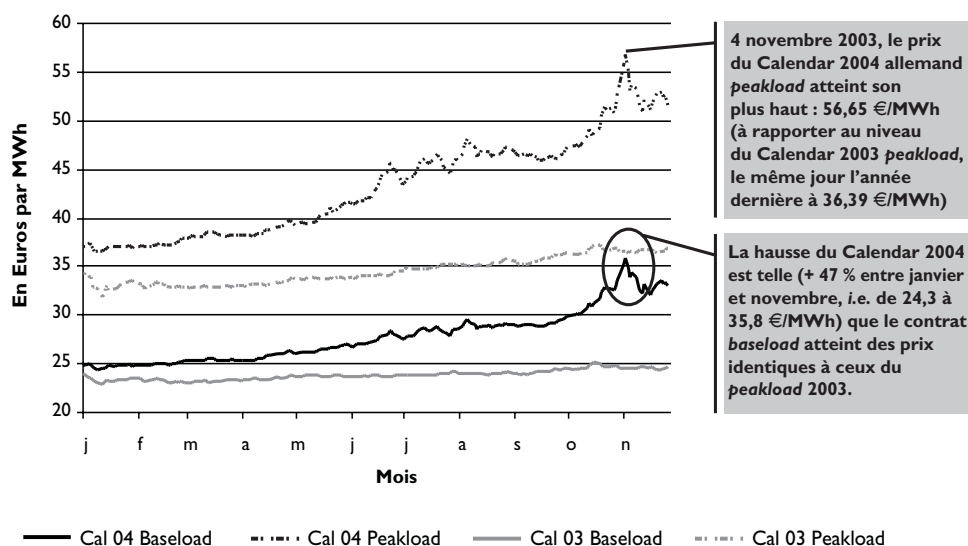
Source : l'auteur d'après DGEMP, *Une canicule exceptionnelle pendant l'été 2003*, novembre 2003.

Les risques afférents à la jeunesse du marché : le cas allemand

Afin d'exposer l'évolution des prix énergétiques sur les produits à terme, le point suivant se propose d'analyser l'évolution du Calendar 2004 sur EEX, la bourse électrique allemande. Ce produit est un contrat annuel dont la livraison s'effectue de 0h à 24h, tous les jours en 2004 pour le produit *baseload* et de 8h à 20h, les jours ouvrés pour le produit *peakload*. Le graphique suivant reporte l'évolution des produits Calendar 2003 (cotation en 2002) et 2004 (cotation en 2003). L'axe des abscisses a été synchronisé en mois pour permettre une comparaison plus aisée.

Comment interpréter une telle évolution ? Il existe sans doute des facteurs structurels à l'augmentation des prix allemands : incidence de plus en plus forte de la production éolienne (près de 15 000 MW de capacité installée), qui accroît le coût de l'énergie (son tarif de rachat est de l'ordre de 85 €/MWh) et l'incertitude sur sa production (du fait de conditions climatiques incertaines) ; premiers impacts de la future réglementation européenne sur le CO₂, qui devrait particulièrement toucher les entreprises électriques allemandes, ces dernières étant des consommatrices importantes de charbon (125 Mt de CO₂ rejetés par RWE, 64 Mt pour E.On).

ÉVOLUTION DES CONTRATS ANNUELS 2003 ET 2004 SUR EEX



Source : l'auteur d'après les données d'EEX (European Energy Exchange).

Néanmoins, l'augmentation décrite plus haut est sans commune mesure avec les causes expliquées ci-avant. On peut attribuer cette sur-réaction à la jeunesse du marché allemand. Pour certains observateurs, l'élévation du prix du Calendar 2004 serait due au raisonnement suivant : traditionnellement, les régies municipales entament leurs programmes d'achat en été pour l'année suivante ; or, cette année, canicule oblige, les *Stadtwerke* ont dû repousser leurs achats (au moins jusqu'à novembre, date de renouvellement des contrats de fourniture). A ce premier indice, il faut ajouter que des fournisseurs ont fait faillite durant cette période (Riva Energie, 50 000 clients ; Ares Energie, 220 000 clients et Best Energy, 200 000 clients), et que leurs clients ont donc participé au déséquilibre offre/demande en obligeant leurs repreneurs à faire des achats massifs sur le marché. Enfin, certains analystes se rejoignent pour évoquer l'impact des conditions climatiques et leurs conséquences (sécheresse, peu de vent, baisse de la production hydroélectrique, hausse de la production des centrales à charbon, retard dans le planning de maintenance des centrales nucléaires françaises suite à la canicule).

3.4. LE FINANCEMENT DES NOUVELLES INFRASTRUCTURES ÉLECTRIQUES : RECOURS À L'ÉTAT OU AU MARCHÉ ?

L'ouverture à la concurrence du secteur électrique avait comme sous-basement théorique l'amélioration du fonctionnement de systèmes de production sur-capacitaires, dont la gestion était critiquée à la fois en termes de tarification, de sureffectifs et d'absence d'efficacité managériale. Il s'agissait donc de rationaliser l'exploitation des infrastructures en place.

Dans ce nouveau système, l'État – comme l'écrit Benoît Esnault dans *Nouveaux marchés de l'électricité et choix d'investissement* (mai 2002) – doit se défaire de ses fonctions de planificateur et se concentrer sur deux activités : (1) la production d'incitations qui conduiront les opérateurs à prendre des décisions allant dans le sens de l'intérêt collectif et (2) la réduction de l'incertitude technologique, économique et politique pour les investissements de long terme. Mais ces simples fonctions suffisent-elles à assurer le renouvellement d'un parc de production ? Les signaux envoyés par le marché sont-ils de bonne qualité et interviennent-ils au bon moment ?

• LE CYCLE D'INVESTISSEMENT ÉLECTRIQUE

B. Esnault a tenté de systématiser le processus d'investissement dans des moyens de production électriques.

« Au début de la libéralisation, le marché électrique européen était globalement sur-capacitaire. Dès lors, les firmes ont pratiqué le désinvestissement et augmenté le taux d'utilisation de leurs centrales, ce qui a permis des baisses de prix conséquentes. Devant la raréfaction progressive des moyens d'offre, des pics de prix ont commencé à apparaître. Rapidement, ces pics ont été écrêtés par des moyens de production de pointe programmés pour seulement quelques heures par an. Ces petites unités interviennent à la marge, et ne changent pas l'équilibre global du système.

Dans un contexte de croissance de la demande, les prix commencent à croître en tendance, révélant soit un besoin de renforcement des capacités, soit l'exercice d'un pouvoir de marché par certains opérateurs. Mais, au moment où ces signaux commencent à arriver, ceux-ci doivent être interprétés correctement. Soit les opérateurs les considèrent comme conjoncturels, soit ils cherchent à les exploiter

pour augmenter leurs marges. Le risque est donc que les décisions d'investir soient retardées par des stratégies spéculatives. Les incitations à investir sont alors de plus en plus importantes et, en admettant que l'investissement soit libre, de nouvelles centrales sont construites. Mais, pour un cycle combiné à gaz, il faut compter au moins deux ans, ce qui signifie que, compte tenu des délais de construction et de l'opportunité des opérateurs, lorsque les signaux apparaissent, il est généralement trop tard et la rupture devient inévitable, comme ce fut le cas en Californie. »

De plus, la décision d'investissement peut être altérée par des réglementations particulièrement contraignantes comme ce fut le cas en Californie pour la législation environnementale. Dès lors, on comprend que des sociétés privées ne puissent investir dans des moyens de base – tel le nucléaire – qui coûtent plusieurs milliards d'euros, sont soumis à une réglementation très stricte et nécessitent de 5 à 10 ans de délais de construction, tout en ne permettant d'obtenir un *cash flow* opérationnel positif qu'au bout de 7 à 8 ans.

■ En d'autres termes, les signaux de prix envoyés par le marché ne semblent pas pertinents en l'état dans le cas du nucléaire, car il est impossible de prévoir avec fiabilité quel sera l'équilibre offre - demande dans 10 ans (risque d'un investissement pro-cyclique).

• LE RÔLE D'ENCADREMENT PAR LES POUVOIRS PUBLICS

Qu'en conclure ? Manifestement, il est trop tôt pour dire si le marché de gros peut envoyer des signaux fiables pour les investisseurs. N'ayant pas encore atteint une taille et une profondeur suffisante (mis à part – peut-être – le Nordpool), il semble que le signal émis par le marché ne puisse en l'état être validé que pour des moyens de pointe. Dans les autres cas, l'État peut organiser cette fonction à l'image de ce que fait l'État français pour les énergies renouvelables et la cogénération. A travers la PPI (Programmation Pluriannuelle des Investissements), la France fixe des objectifs par moyens de production qu'elle va stimuler soit par un mécanisme de tarifs de rachat du KWh produit, soit par un appel d'offres au moins-disant en termes de coûts. Néanmoins, un mécanisme de marché peut également intervenir en organisant un « marché des capacités de réserves ».

Dans tous les cas, les pouvoirs publics ont donc un rôle important à jouer pour limiter le caractère cyclique des marchés électriques libéralisés. Ils doivent observer l'évolution de la demande à partir d'un ensemble d'indicateurs pour anticiper les problèmes de pénurie et maintenir des capacités de réserve suffisantes. Cela pose cependant la question des compétences de l'État pour ce type de tâche, sachant que la littérature traitant de la dérégulation dénonce son incapacité à configurer correctement un système productif ; les autorités de régulation pourraient donc s'avérer, dans ce cas, d'un secours non négligeable.

3.5. LES SOLUTIONS AUX RISQUES SUS-MENTIONNÉS

- **AMÉLIORER LE DISPOSITIF DE RÉGULATION**

Une première exigence dans l'organisation du marché doit être la transparence. La publicité des décisions économiques et des raisonnements y ayant conduit permet en effet aux acteurs de l'industrie et aux consommateurs de vérifier la cohérence économique de l'action du régulateur, et elle peut être un instrument puissant de contrôle de la capture potentielle du régulateur.

Il est également important que le régulateur, qui n'est pas omniscient, puisse s'adapter aux évolutions de l'industrie et aux comportements stratégiques des acteurs. La nécessité de diligence est très importante dans ces industries où les enjeux financiers, stratégiques et politiques sont considérables. Ce besoin est une des raisons majeures du recours à un régulateur sectoriel plutôt qu'à des instances juridictionnelles.

Enfin, il semble que la coopération entre les régulateurs (via des clubs comme le CEER, le Conseil Européen des Régulateurs de l'Energie) permet de faire avancer les choses. De même, les forums de Madrid (gaz) et Florence (électricité) participent de l'objectif du marché unique en réunissant, de façon informelle, tous les acteurs du secteur.

- **AMÉLIORER LE FONCTIONNEMENT ET LA SÉCURITÉ DES MARCHÉS DE GROS**

Afin d'annihiler tout risque de manipulation de marché, il convient d'encadrer et de sécuriser au mieux les marchés de gros. C'est dans cet

esprit que les chercheurs ont essayé de développer des outils économiques à même de renseigner l'observateur sur les dangers potentiels de pouvoir de marché. Avant toute chose, les travaux ont porté sur le diagnostic et la présomption potentielle de manipulation. Pour cela, les indices de concentration – du type Hirschman Herfindahl Index (HHI) – ont été employés. Très vite, ces derniers ont montré leurs limites (cf *infra*) ; c'est pourquoi on leur préfère de nouveaux indicateurs comme l'indice de résilience (calcul de l'impact d'un ordre supplémentaire sur le prix d'équilibre du marché).

Une fois ce diagnostic réalisé, il convient de sécuriser le marché par plusieurs voies : maintenir la transparence – condition indispensable à la prévention des abus de marché – et encadrer le fonctionnement des marchés par de nouvelles règles. C'est en ce sens que deux directives ont été ou vont être mise en place : la directive 2003/6/CE de décembre 2002 relative aux « abus de marché » et la deuxième proposition de directive sur les services d'investissement et les marchés réglementés dite DSI2 visant à refondre l'actuelle directive du 10 mai 1993.

La directive « abus de marché » pose un certain nombre de principes : l'évaluation des pratiques de marché admises, la définition de l'information privilégiée sur les marchés de dérivés, l'établissement des listes d'initiés par les émetteurs et l'obligation de révéler au régulateur des transactions suspectes. Quant à la DSI, la Commission européenne a estimé nécessaire de reconnaître et de réglementer certaines activités dont l'exploitation de « plates-formes de négociation d'instruments financiers », désignées par la proposition de « systèmes de négociation multilatérale ». Ainsi, les contrats à terme et dérivés sur « produits de base » deviendraient des instruments financiers au même titre que les dérivés et contrats à terme financiers.

- **COORDONNER ET ACCROÎTRE LES INCITATIONS RELATIVES AUX MOYENS DE PRODUCTION ET AUX INFRASTRUCTURES**

Les réseaux de transport électriques ont été conçus et construits autour d'une conception autarcique de la fourniture et d'une coordination entre opérateurs légère et organisée spontanément par les monopoles nationaux. Le développement des interconnexions entre systèmes a eu pour fonction principale d'assurer les échanges de secours et de limiter les réserves,

puis d'effectuer des échanges d'arbitrage de court terme et, plus récemment, des échanges d'approvisionnement de long terme. Pour le gaz, la situation est totalement différente : les opérateurs historiques européens coopèrent de longue date avec les producteurs russe, algérien, hollandais et norvégien afin d'assurer la construction d'infrastructures transnationales.

La coopération électrique et gazière s'effectue dans le cadre d'associations pour la coordination régionale : dans le cas électrique, l'Union des Producteurs et Transporteurs d'Electricité pour les pays de l'espace continental et le Nordel pour les pays nordiques ; pour le cas gazier : le GTE (Gas Transmission Europe).

■ En entraînant le développement d'échanges de court terme et de flux non prévus dans la planification antérieure des réseaux et des interconnexions, la concurrence implique une coopération renforcée entre centres de conduite pour un échange systématique et continu d'informations techniques précises, et une coordination étroite des ajustements afin de ne pas revivre l'incident de cet été durant la nuit blanche italienne.

• LA CONTRACTUALISATION COMME FACTEUR DE RÉDUCTION DE L'INCERTITUDE

L'une des solutions à la volatilité croissante et à l'imperfection des marchés à terme est de proposer aux acteurs des contrats de long terme. Il s'agit de partager le risque prix de l'électricité qui, aujourd'hui, incombe uniquement au consommateur. Néanmoins, ils doivent avoir un pouvoir de négociation suffisant pour y parvenir. Sur des marchés qui intrinsèquement sont les plus volatils parmi les marchés de matières premières, les investisseurs ont besoin de garanties de débouchés et de prix dans le cadre de contrats de long terme. Ceci est en train de se réaliser en Finlande où trois industriels papetiers (propriétaires du second producteur électrique) s'engagent dans un nouveau projet de réacteur nucléaire afin de garantir leur approvisionnement de long terme et ainsi limiter leur risque. En effet, nulle part les gros acheteurs industriels, soumis au risque des affaires, ou les distributeurs électriques, qui n'ont plus de débouchés garantis, ne peuvent bénéficier de tels contrats. Avec ce mode contractuel, les papetiers valorisent un profil

de charge simple, c'est-à-dire un ruban de production identique quel que soit la période de l'année.

Une deuxième forme de contractualisation réside dans les clauses d'effacement des industriels. Ces clauses, intégrées dans les contrats de fourniture, permettent aux producteurs d'effacer la consommation de leurs clients (en contrepartie d'une rémunération) afin de mieux optimiser le parc de production du fournisseur. Cette forme de contractualisation a été très utile durant la canicule de l'été 2003. On estime qu'EDF a effacé une quarantaine d'industriels français sur le territoire national. Cette mesure a permis d'économiser au total entre 1 000 et 1 500 mégawatts dont la moitié a été portée par l'usine d'Eurodif. Une autre modalité de l'effacement se trouve dans la possession d'équipements d'auto-production.

Enfin, une dernière forme de contractualisation consiste à promouvoir l'agrégation afin de bénéficier d'un pouvoir de négociation supplémentaire. Pour le moment, celle-ci n'est possible que pour les différents sites d'un même groupe mais on peut espérer que ce concept soit étendu, par exemple, aux collectivités locales qui pourraient jouer le rôle d'un acheteur unique.

■ Malgré les imperfections liées à toute négociation, la contractualisation permet aux acteurs de réaliser des arrangements hors marché afin de couvrir une partie de leur risque. Il n'est pas question ici de nier tout recours au marché mais simplement d'attribuer à chaque outil une fonction précise :

– au contrat de long terme, le double rôle (1) d'assurance du risque prix global et (2) d'investissement afin de sécuriser une fourniture à un prix stable

– au produit à terme, le double rôle de (1) couverture de la volatilité des prix spot et (2) d'arbitrage par rapport au contrat de long terme

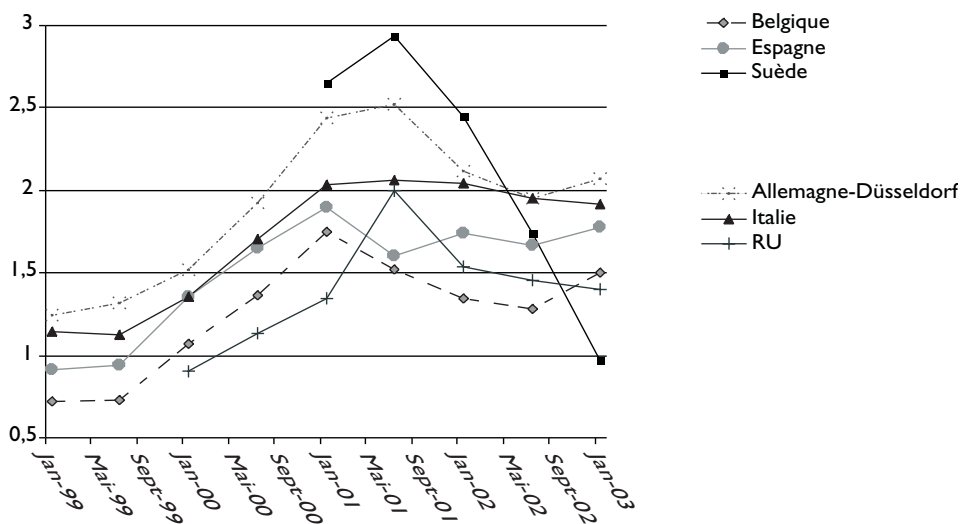
– au produit spot, le rôle de couverture du risque « volume » des besoins à court terme.

4 LIBÉRALISATION ET HAUSSE DES PRIX : L'IMPACT DES MISSIONS DE SERVICE PUBLIC

L'argument théorique majeur de la libéralisation relève de l'inefficacité présumée du monopole (cf point 2.1). Sauf lorsqu'il est naturel (i.e. quand il est anti-économique de le dupliquer), le monopole restreint le surplus social qui est obtenu dans une situation de *concurrence pure et parfaite*.

La simplicité de ce raisonnement microéconomique devrait nous amener naturellement à pourfendre les monopoles non naturels et à attendre de la concurrence ainsi créée de massives baisses de prix. Or, la réalité est tout autre. En recoupant les informations d'Eurostat, l'évolution des prix de deux clients témoins⁸ est présentée ci-après.

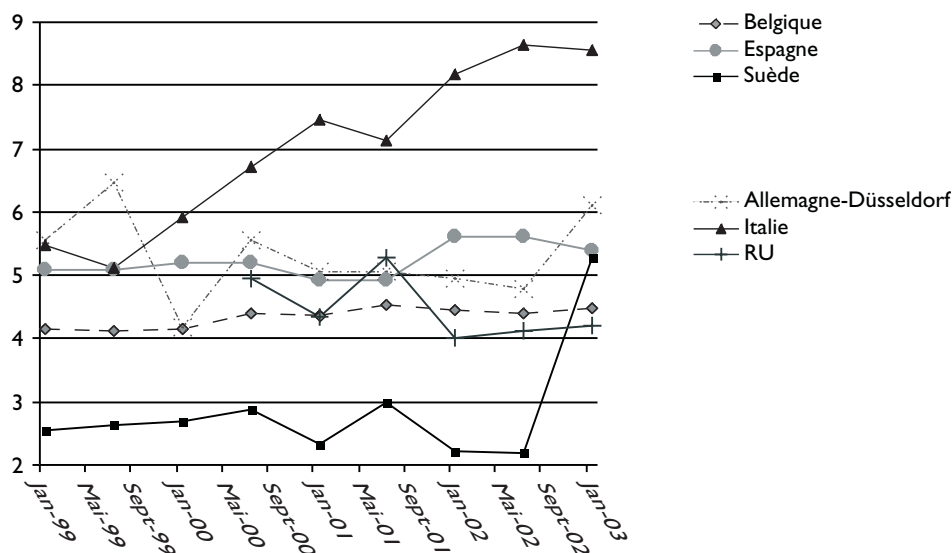
PRIX DU GAZ (en euros pour 100 kWh)



8. Le client électrique consomme 70 GWh/an pendant 7 000 h avec une demande de pointe de 10 000 kW. Le client gazier consomme 120 GWh/an pendant 7 500 h avec une modulation de 300 jours. Dans les deux cas, les prix incorporent les charges de transport et sont exprimés hors TVA.

LES RÉFORMES DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUE ET GAZIÈRE EN EUROPE

PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ (en euros pour 100 KWh)



La baisse des coûts induite par la libéralisation n'est pas toujours reflétée dans les prix aux clients finaux. Reprenant les travaux de Newbery sur l'état de la libéralisation en Grande-Bretagne, J.M. Chevalier écrivait récemment :

« L'interprétation des chiffres doit être faite avec beaucoup de prudence car les courbes reflètent la combinaison de différents facteurs : baisse du coût du capital, gains de productivité sur les charges d'exploitation, évolution du prix des inputs, effets des pressions concurrentielles introduites par la réforme, influence des nouveaux entrants. Dans le cas anglo-gallois, [...] sur la période 1993-2000, le coût en capital des nouvelles centrales a baissé de 40 %, le prix spot du gaz de 50 %, les prix du charbon de 28 %, les gains de productivité ont été très forts et, pendant la même période, les prix de l'électricité ne baissaient que de 2 % par an. »

Cette constatation tend à montrer que des éléments comme la manipulation des prix ou la hausse des charges de service public peuvent altérer les résultats opérationnels de la libéralisation.

4.1. DE NOUVELLES CHARGES : LE SERVICE PUBLIC ÉLECTRIQUE ET GAZIER EN EUROPE

• LA NOTION DE SERVICE PUBLIC : DU FLOU HISTORIQUE À LA CONSÉCRATION JURIDIQUE

Souvent usité mais rarement défini de façon objective, le service public ne doit être confondu ni avec sa mission, ni avec l'institution qui la remplit. Sur la base de deux critères fondamentaux – le caractère essentiel du service et la présence d'une défaillance de marché – Henry et Cohen (1997) identifient trois grandes catégories de missions de service public :

- celles qui visent à rendre physiquement et financièrement accessibles, aux usagers menacés d'exclusion, des services essentiels ;
- celles qui contribuent – fût-ce parfois de manière symbolique – à la cohésion sociale et au sentiment d'appartenance à une communauté ;
- celles qui concourent à favoriser une utilisation efficace et équilibrée, dans l'espace et dans le temps, du territoire et des ressources communes.

■ **Le service public peut être énoncé à la fois par une définition juridique (égal accès, mutabilité, continuité), par une définition économique (autour des notions de bien collectif, de monopole naturel et d'effets externes) et même par sa récente définition communautaire (disponibilité en tous points d'un territoire, d'un service essentiel à un prix raisonnable).**

Les définitions du service public

Le service public est d'origine jurisprudentielle : il ne procède pas d'un calcul d'optimisation d'une fonction de production, mais relève de la jurisprudence du Conseil d'Etat et du tribunal des Conflits. L'implication crois-

sante de l'Etat après la Libération consacre le triptyque entre service public, entreprise publique et monopole légal.

L'analyse économique du service public repose quant à elle sur la reconnaissance de trois spécificités à même de justifier le régime d'exemption vis-à-vis du modèle concurrentiel : les effets externes⁹, les biens publics¹⁰ et les rendements croissants¹¹.

La contrainte juridique européenne est beaucoup plus pesante. Comme le note Frison-Roche (2000), « mieux vaut organiser la mise en concurrence que subir l'anéantissement du système par un juge qui, d'une seule décision, pourrait, sans modalité de transition, reconnaître les droits des concurrents ».

Vers un concept communautaire de service public : le service d'intérêt économique général

L'ensemble des éléments sus-énoncés peut amener le lecteur à une relative confusion. Celle-ci est réelle et les dirigeants européens en ont parfaitement conscience. C'est pourquoi une tentative de résolution « par le haut » de ces difficultés a eu lieu depuis le milieu des années 90.

La réflexion communautaire en matière de service public s'est longtemps cantonnée au « service universel » qui s'articule autour de deux principes : la disponibilité et l'accessibilité financière. A l'opposé, les principes de service public se fondent sur le droit administratif et les fameuses lois de Rolland : la continuité (le service public ne saurait concevoir un Etat

9. Se dit des effets de production et de consommation qui échappent au marché, à la valorisation monétaire des choix économiques que ce dernier doit fournir pour que l'agrégation de décisions individuelles se transforme en bien-être collectif.

10. Bien non exclusif et non rival, dont l'exemple type est le phare : on ne peut pas exclure un individu qui déclarerait ne pas être disposé à le payer ; il n'y a pas non plus de rivalité d'usage car le bien est consommé collectivement.

11. Lorsque le coût unitaire de production d'un service décroît avec la quantité produite, le marché est moins efficace que le monopole naturel. Celui-ci est donc souhaitable à condition que ses prix soient réglementés.

intermittent ou « à éclipses »), l'égalité et la mutabilité (le service public est soumis à la « loi du progrès »).

Un compromis semble se faire jour autour de la notion d'intérêt économique général. L'article 90-2 du Traité de Rome, les arrêts Corbeau et d'Almelo¹² ainsi que l'article 16 du Traité d'Amsterdam structurent ce nouveau concept. Enfin, le Livre Vert sur les services d'intérêt général (2003) vient proposer une « liste » des missions de service public : service universel, continuité, qualité, accessibilité tarifaire, protection des consommateurs, sûreté et sécurité d'approvisionnement. Une directive-cadre, basée sur ce document, aurait ainsi pour objet de formaliser les conceptions communes et d'assurer un régime juridique stable et transparent.

- **CONTENU ET PORTÉE DU SERVICE PUBLIC ÉNERGÉTIQUE**

L'acquis communautaire en matière de missions de service public énergétique

En son article 3.2, la directive 2003/54/CE concernant le marché intérieur de l'électricité dispose que les Etats membres peuvent imposer des obligations portant sur « *la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de la fourniture, ainsi que la protection de l'environnement, l'efficacité énergétique et la protection du climat* ». En retour, la Commission impose que ces dernières soient « *clairement définies, transparentes, non discriminatoires et contrôlables* ».

Au niveau gazier, les missions de service public sont beaucoup moins explicites et quantifiées. Elles se déclinent sous trois formes : (1) la couverture des besoins de consommation en volume et en pointe dans les conditions climatiques rigoureuses (risque 2 %) ; (2) la nécessité de

12. Dans l'arrêt Commune d'Almelo, la compagnie de transport néerlandaise est investie de missions imposant un certain nombre d'obligations : « *assurer la fourniture ininterrompue d'énergie électrique (continuité du service) sur l'intégralité du territoire concédé (universalité de service) à tous les consommateurs, distributeurs locaux ou utilisateurs finaux (obligation de desserte) dans les quantités demandées à tout moment (adaptabilité du service) à des tarifs uniformes et à des conditions qui ne peuvent varier que selon les critères objectifs applicables à tous les clients (égalité de traitement).* »

LES RÉFORMES DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUE ET GAZIÈRE EN EUROPE

disposer de capacités de stockage utile permettant de faire face à la demande dans des situations dégradées des approvisionnements¹³; (3) l'obligation pour les fournisseurs de disposer d'un portefeuille diversifié afin d'obtenir une licence.

La protection des groupes vulnérables. Dans de nombreux pays, les fournisseurs sont tenus de protéger les consommateurs vulnérables. Le tableau suivant fait l'inventaire des dispositifs.

Electricité	Autriche	Belgique	Danemark	Finlande	France	Allemagne	Grèce	Irlande	Italie	Lux.	Pays-Bas	Portugal	Espagne	Suède	RU
Tarifs spéciaux															
Compteurs prépayés															
Alimentation gratuite															
Restriction d'interruptions															
Gaz															
Compteurs prépayés															
Restriction d'interruptions															

Légende : blanc : oui, noir : non.

Source : Commission Européenne, Troisième rapport d'étalonnage sur la mise en oeuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité - avril 2004.

La qualité du service. Avec le développement de la concurrence, la qualité du service devrait en principe s'améliorer puisque les fournisseurs vont s'efforcer de se distinguer en proposant un plus grand choix de services et de possibilités de paiement. Cependant, de nombreux Etats membres ont choisi d'intervenir pour imposer réglementairement des exigences minimales de qualité du service et des sanctions à appliquer si le niveau requis n'est pas atteint.

13. Soit, dans le cas d'une rupture d'une des trois grandes sources (Norvège, Algérie, Russie) pendant un an, la couverture des besoins d'hiver au risque 50 % (conditions climatiques moyennes) avec effacement de la clientèle interruptible, soit, dans le cas d'une rupture temporaire d'une de ces sources, la couverture des besoins de pointe au risque 2 %, et toujours avec effacement de la clientèle interruptible.

Eléments de qualité du service - Electricité	Autriche	Belgique	Danemark	Finlande	France	Allemagne	Grèce	Irlande	Italie	Lux.	Pays-Bas	Portugal	Espagne	Suède	RU
Performances du réseau ¹⁴	43	60	30	230	65	15	nd	385	300	nd	35	500	215	192	85
Objectifs de performance															
Conditions imposées aux fournisseurs	F	F	-	-	-	F	-	V M	-	-	-	-	-	-	V M

Légende : V : consommateurs vulnérables, M : lectures des compteurs, F : aides financières

Source : Commission européenne, *ibidem*.

Le service universel. Pour assurer la fourniture du service universel, le texte laisse libre choix aux Etats de désigner un « fournisseur du dernier recours ».

Electricité	Autriche	Belgique	Danemark	Finlande	France	Allemagne	Grèce	Irlande	Italie	Lux	Pays-Bas	Portugal	Espagne	Suède	RU
% de raccordement au réseau	99	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Fournisseur par défaut	D	P	P	P	P	P	P	P	D	P	P	P	P	P	P
Péréquation	N	MS	D	N	MS	N	MS	MS	MS	MS	D	MS	MS	N	D
Gaz															
% de raccordement au réseau	17	20	15	nd	nd	51	nd	25	69	43	98	nd	30	5	80
Fournisseur par défaut				nd			nd					nd			
Tarifcation uniforme				nd			nd					nd		nd	

Légende : Fournisseur par défaut : P = prédéterminé, D = désigné par le régulateur ;

Noir = non, Blanc = oui

Péréquation : MS = nationale, D = dans la zone du GRD, N = aucune, nd = non déterminé

Source : Commission européenne, *ibidem*.

14. Minutes d'interruption par consommateur et par an.

La sécurité d’approvisionnement. Selon la directive « électricité » de 2003, la sécurité d’approvisionnement couvre notamment « l’équilibre entre l’offre et la demande sur le marché national, le niveau de la demande prévue, les capacités supplémentaires envisagées en projet ou en construction, ainsi que la qualité et le niveau d’entretien des réseaux, les mesures requises pour couvrir les crêtes de demande et faire face aux déficits d’approvisionnement d’un ou plusieurs fournisseurs ».

	Situation de la sécurité d’approvisionnement en 2002				Mesures favorisant le développement des capacités				
	Capacité de production en réserve ¹⁵	Capacité d’importation (% consommation)	Capacité maximale	Croissance annuelle de la charge	Croissance de la capacité d’ici 2004 (GW)	Jeu du marché	Obligation imposée au GRT ou fournisseur	Rétribution de la capacité disponible	Incitations - Appel d’offre
Autriche	34 %	45 %	+ 2,1 %	0,4					
Belgique	2 %	31 %	+ 2,1 %	0,2					
France	16 %	19 %	+ 1,9 %	0,4					
Allemagne	7 %	15 %	+ 3,2%	1,2					
Grèce	9 %	13 %	+ 3,7 %	5,7					
Irlande	- 2 %	12 %	+ 3 %	0,8					
Italie	5 %	6 %	+ 0,5 %	0,8					
Luxembourg	nd	100 %	+ 2,8 %	0					
Hollande	7 %	28 %	+ 3 %	0,7					
Portugal	13 %	13 %	+ 4 %	0,5					
Espagne	16 %	7 %	+ 3,1 %	4,6					
RU	12 %	3 %	+ 1 %	5					
Nordel	1 %	5 %	+ 0,8 %	6					

Légende : blanc : oui, noir : non

Sources : UCTE et Commission européenne (*ibidem*).

En matière gazière, jusqu’ici, la mission consistait à planifier et à développer le réseau gazier afin d’atteindre les objectifs de sécurité d’approvisionnement. En revanche, dans un univers libéralisé, la responsabilité globale de la sécurité à court et à long terme ne sera pas nécessairement confiée à un acteur unique car le secteur se restructure, les marchés deviennent intégrés, de nouveaux arrivants apparaissent et la concurrence s’accroît.

15. Conformément à la définition que donne l’UCTE de la « puissance restant disponible », à savoir la « puissance garantie », moins la « charge à 11 heures », moins la « marge par rapport à la charge maximale », en pourcentage de la « charge à 11 heures » plus la « marge par rapport à la charge maximale » ; cf *UCTE Power Balance Forecast 2002-2004*.

	Belgique	Danemark	France	Allemagne	Irlande	Italie	Espagne	RU
Présence de <i>hubs</i>								
Obligations imposées au GRT								
Procédures en cas de période de pointe								
Incitations financières des GRT à l'équilibrage								

Légende : blanc : oui, noir : non

Sources : Eurogas, GTE.

La position française

Un des principaux apports de la loi du 10 février 2000 est d'avoir défini en termes généraux les grandes missions de service public, identifié leurs responsables, précisé les règles et les moyens pour leur mise en oeuvre, et organisé leur financement et leur articulation avec la concurrence. Pour l'électricité, on en distingue trois.

1- Les clients non éligibles doivent bénéficier d'une garantie minimale d'accès aux réseaux. Cela prend deux formes : l'existence d'un service universel pour les consommateurs défavorisés, et une certaine péréquation spatiale.

2- Les clients éligibles ont droit à un accès aux infrastructures dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.

3- Enfin, les missions d'intérêt général (améliorant le bien-être collectif) donnent la priorité à des objectifs tels que la promotion de filières énergétiques, la sécurité d'approvisionnement et l'indépendance nationale, l'intérêt des générations futures à travers la programmation des investissements, ou encore l'entretien et l'extension des réseaux.

Concernant les missions de service public pour le gaz, un décret gouvernemental vient d'être formalisé (avril 2004). Ce dernier précise le statut du stockage (préemption plus ou moins forte du transporteur) et celui du fournisseur (obligation de diversification du portefeuille d'approvisionnement).

La réalisation de ces missions a un coût. Or, la croissance actuelle des charges de service public risque de masquer les bénéfices de la libéralisation (en termes de baisse de prix). Le point 4.2 étudie cet impact sur les consommateurs.

4.2. LA COMPÉTITIVITÉ DE L'INDUSTRIE ÉLECTRO-INTENSIVE EUROPÉENNE EST-ELLE EN DANGER ?

• LE COÛT DES MISSIONS DE SERVICE PUBLIC

Le service public électrique français

Le service public électrique recouvre trois niveaux :

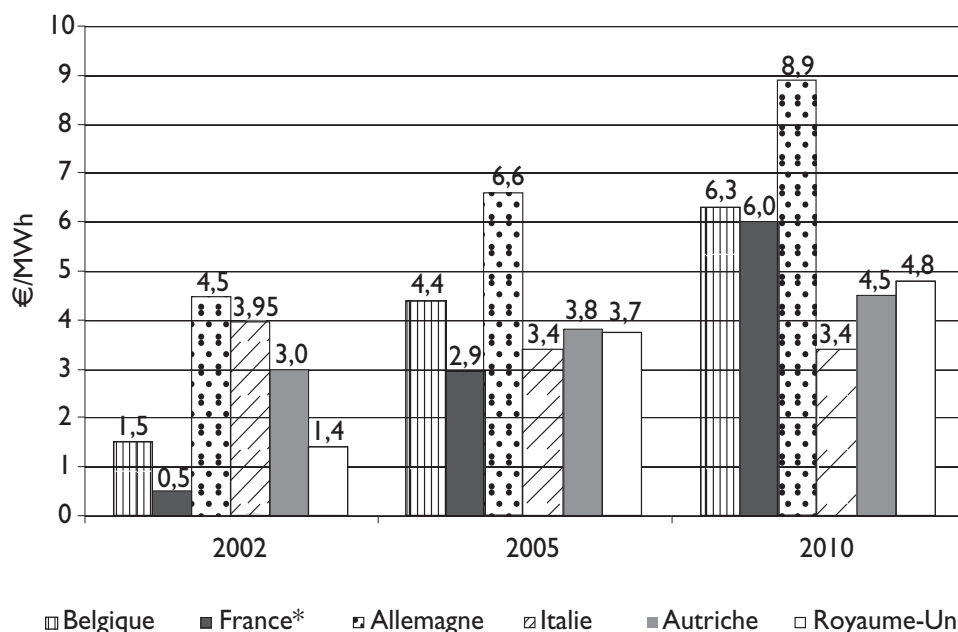
- pour la production d'électricité : le soutien aux filières (cogénération, renouvelables) et la production dans les zones non interconnectées (Corse, DOM, Mayotte) ;
- pour la fourniture d'électricité : les pertes de recettes et les surcoûts supportés lors de la mise en œuvre de la tarification « produit de première nécessité » ainsi que le dispositif « précarité » ;
- pour la distribution d'électricité : le Fonds de Péréquation de l'Électricité et le Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification instaurent des compensations et aides entre distributeurs.

La plupart de ces charges sont inscrites dans la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE). Son montant prévisionnel pour 2003 s'élève à 1461,5M€ dont 56 % pour le soutien à la cogénération, 27 % pour les zones non interconnectées, 8 % pour le soutien à la petite hydraulique,

8 % pour les autres énergies (éolien, solaire ...) et 1 % pour les distributeurs. Pour 2004, la CRE prévoit un montant de la CSPE de 1735 M€ soit 4,5€/MWh.

Le cas français n'est pas isolé, l'ensemble des pays européens ont fait le choix de soutenir les filières renouvelables afin d'atteindre les objectifs de la directive « énergies renouvelables ». Le tableau suivant fait une comparaison des différents systèmes à partir des données de l'IFIEC (*International Federation of Industrial Energy Consumers*).

SURCHARGES SUR LES PRIX ÉLECTRIQUES INDUSTRIELS RÉSULTANT DES POLITIQUES DE SOUTIEN AUX RENOUVELABLES



* Cette étude ne prend en compte que le soutien aux renouvelables et donc ignore le soutien à la cogénération.

Comme le tableau précédent le mentionne, les charges de service public seront amenées à croître sensiblement dans les années à venir. A partir d'hypothèses macro économiques, différents scénarii de croissance des

LES RÉFORMES DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUE ET GAZIÈRE EN EUROPE

charges totales de service public ont été construits par la CRE. Le scénario moyen fixe une contribution unitaire devant se situer dans une fourchette comprise entre 4,3 €/MWh et 6,2 €/MWh en 2006, soit en valeurs absolues entre 1,7 et 2,5 milliards € (hypothèse haute).

Coût et efficacité du service public de l'électricité en Europe

Le développement qui suit tente de comparer l'efficacité des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables. Ce point exclut volontairement de l'analyse les dispositifs sociaux¹⁶ pour se concentrer sur l'élément le plus coûteux en matière de service public : le soutien aux énergies renouvelables. Pour établir un rapport coût/efficacité des politiques mises en place, il convient de rapporter le coût des mesures à l'économie de dioxyde de carbone permise par le développement des énergies renouvelables. En d'autres termes, il s'agit de calculer le coût nécessaire pour « éviter » une quantité q de CO_2 ¹⁷.

Pays	Surcoût du soutien annuel aux énergies renouvelables (M€)	Emissions annuelles de CO_2 évitées (en millions de tonnes)
Belgique	153	0,880
Espagne	872	8,774
France	978	3,497
Allemagne	1889	11,483
UK	575	3,711

Source : l'auteur d'après CRE, Fedichem, CNE, VIK et CEER.

16. Ce paramètre a été exclu pour deux raisons : l'hétérogénéité des tarifs sociaux entre pays, et le fait que ces charges soient, dans bien des pays, encore de la responsabilité des monopoles historiques, et donc le fruit de subventions croisées, par nature opaques et difficiles à quantifier.

17. Le raisonnement est le suivant : une politique de soutien aux énergies renouvelables va permettre de substituer un moyen de production de référence (avec une quantité de rejet de CO_2 déterminée) par un moyen de production renouvelable dont la quantité de CO_2 rejetée est plus faible.

Comment interpréter les résultats obtenus ? On note d'abord que l'Espagne a une politique relativement efficace : même si le coût global de cette dernière est importante, le montant des émissions qu'elle permet d'éviter est plus que satisfaisant, notamment grâce à l'important parc éolien. La France, quant à elle, a un système moins efficient, ce qu'on peut expliquer par deux raisons : des tarifs de rachat particulièrement avantageux et un soutien massif à la cogénération dont les émissions évitées sont bien moins importantes que pour l'éolien, le solaire ou la petite hydraulique. L'Allemagne est dans une situation intermédiaire : son parc éolien (entre autres) lui permet d'éviter plus de 10 millions de tonnes de CO₂ avec un coût net pour la collectivité assez important, près de 2 milliards d'euros. Ce chiffre doit néanmoins être rapproché des subventions au charbon allemand (4 milliards d'euros) dont la somme incombe au budget de l'Etat. La différence entre l'Espagne et l'Allemagne s'explique en partie par le taux d'utilisation des éoliennes (1 500 h/an en Allemagne, 2 500 h/an en Espagne).

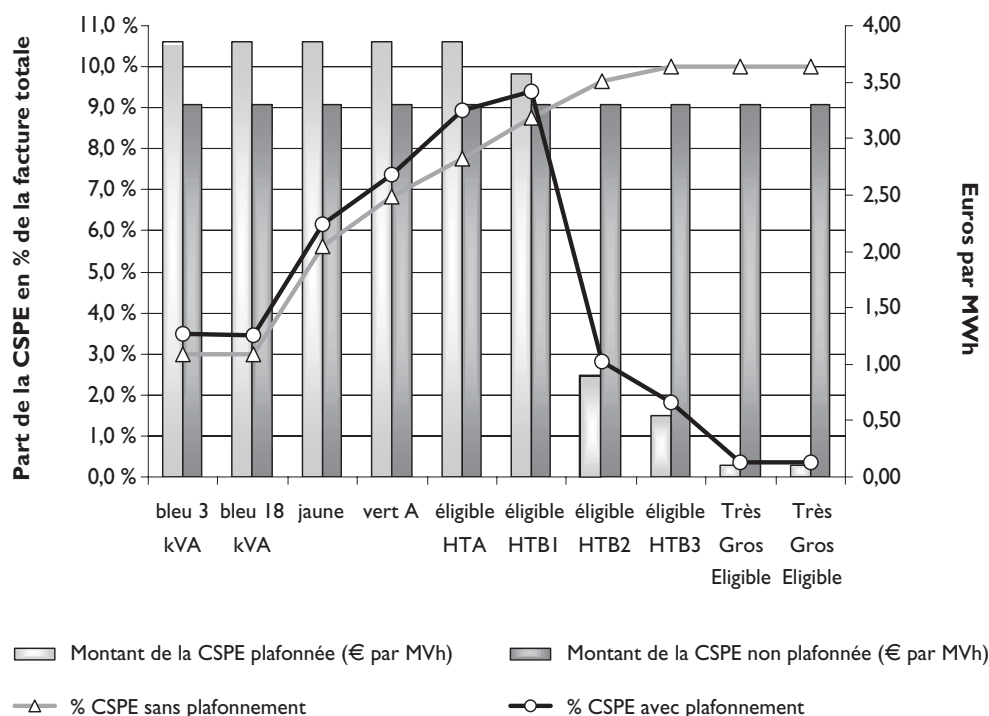
■ Si l'on n'y prend garde, les missions de service public imposeront demain à la collectivité des coûts supérieurs aux gains résultant de la concurrence. Cette situation n'est pas en-soi un problème, mais nécessite un débat public sur la capacité de la nation à accepter des coûts « soutenables » pour son économie. Il faudra donc veiller à ce que certains consommateurs – mal informés – n'assimilent pas libéralisation et hausse des prix. Il convient ainsi de quantifier le coût des missions puis d'étudier l'impact sur les électro-intensifs¹⁸.

18. Par électro-intensif, on entend un consommateur – généralement industriel – dont la consommation électrique représente une part significative de ses coûts de revient (10 à 20 %).

• L'IMPACT DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC SUR LA COMPÉTITIVITÉ DES INDUSTRIELS

Le cas français

Face à la croissance des charges de service public, le gouvernement français a fait le choix d'instaurer un plafonnement à la CSPE pour les consommateurs électro-intensifs. Ainsi, les KWh consommés au-delà d'environ 150 GWh par site ne sont plus soumis à la contribution. La CRE estime ainsi que ce plafonnement à 500 000 € entraînera une augmentation de 0,55 €/MWh de la CSPE pour tous les consommateurs. En 2003, le pourcentage représenté par la CSPE sur la facture totale d'électricité hors taxes est donné par type de consommateur par le tableau suivant :



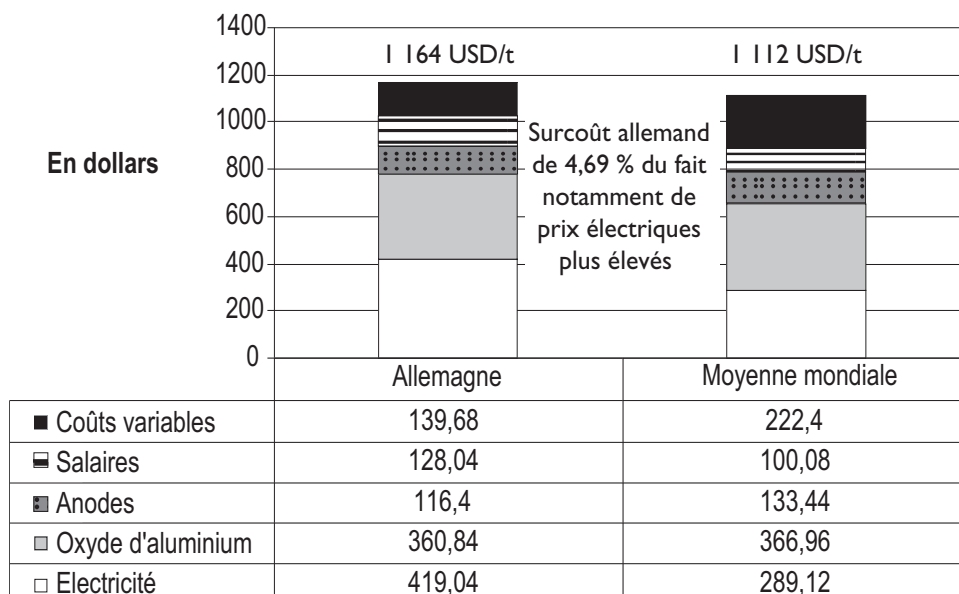
Source : Commission de Régulation de l'Énergie.

Même si ce mécanisme du plafonnement apporte un plus indispensable pour les consommateurs industriels, il laisse en suspens la situation des « petits » consommateurs industriels.

Le cas allemand

Une récente étude de l'IFIEC de juillet 2003, a alerté les gouvernants sur les risques compétitifs que font peser les charges de service public. En comparant la formation du prix d'une tonne d'aluminium (secteur particulièrement exposé à la concurrence internationale) entre l'Allemagne et une moyenne mondiale, on observe un surcoût allemand de 4,8 % que l'on peut attribuer, pour partie, à un prix de l'électricité nettement plus élevé.

COÛT TOTAL D'UNE TONNE D'ALUMINIUM



- **QUELLES VOIES DE RECOURS ?**

La mise en place de mécanismes dérogatoires

Face à cette pression sur leurs industries, de nombreux Etats ont mis en place des mécanismes dérogatoires.

Aux Pays-Bas, les surcharges attribuées aux consommateurs industriels sont limitées à un niveau maximum de 62 096 € par an. En Suède, le quota pour approvisionnement d'électricité verte est égal à zéro pour les clients industriels. En Finlande, le coût de la politique de soutien aux énergies renouvelables est financé par le budget de l'Etat.

En Allemagne, le gouvernement fédéral a approuvé le 9 avril 2003 des dispositions tendant à protéger la compétitivité des consommateurs industriels en modifiant la loi EEG d'avril 2000. Pour bénéficier d'un cadre dérogatoire, les compagnies doivent satisfaire aux conditions suivantes : avoir une compétitivité menacée par l'augmentation des coûts de l'électricité, une consommation de plus de 100 GWh et une part des coûts d'approvisionnement de l'électricité dans la valeur ajoutée d'au moins de 20 %. Si ces conditions sont remplies, l'entreprise bénéficie d'une taxe réduite à 0,5 €/MWh contre 4 €/MWh pour les autres consommateurs. L'attrait de cette mesure est néanmoins limité à 10-15 entreprises.

Au Royaume-Uni, les entreprises couvertes par la directive IPPC ont la possibilité de conclure avec le Gouvernement un accord de *Climate Change Levy* sur l'efficacité énergétique et de bénéficier ainsi d'une réduction du taux de la taxe de 80 %. De plus, la totalité des revenus de la taxe est théoriquement reversée aux entreprises, de deux façons différentes :

- grâce à la réduction des charges patronales en 2001-2002 (baisse de 0,3 point de pourcentage de la contribution des employeurs à la National Insurance) ;
- par le biais d'aides gouvernementales en faveur de mesures d'efficacité énergétique : 50 M£ (82 M€) par an devraient y être consacrés. Il existe également un programme d'aide à l'investissement pour la première

année de certains projets d'économie d'énergie, pour une somme totale d'environ 70 M£ (114 M€) en 2001-2002.

Des instruments économiques plus adaptés et moins coûteux

Nous l'avons déjà observé, une large part des surcoûts de service public repose sur le soutien massif accordé à différentes filières énergétiques . Dès lors, il convient de s'interroger sur la possibilité d'utiliser des outils économiques plus efficaces et moins coûteux¹⁹.

En effet, le mécanisme de fixation du tarif d'achat ne permet pas de prévoir ou de contrôler les capacités de production qui vont être finalement réalisées, ni, par suite, le coût pour la collectivité et les conséquences sur le marché. Comme le rappelait la CRE, « si le prix fixé est trop bas, la filière concernée ne se développera pas ; s'il est trop élevé, elle se développera au-delà des objectifs poursuivis, générant un surcoût pour la collectivité ».

■ D'autres mécanismes de soutien aux énergies nouvelles sont donc possibles : les appels d'offres ou les marchés de certificats verts, en cours de mise en place dans plusieurs pays européens. A politique énergétique donnée, le choix d'un système fondé sur des appels d'offres présente l'avantage de maîtriser le volume des capacités de production réalisées et la possibilité d'orienter l'implantation géographique des projets. Un marché de certificats verts²⁰ pourrait permettre à chaque opérateur (producteur ou consommateur) d'atteindre un quota minimum d'électricité d'origine renouvelable à moindre coût.

19. Pour des développements plus précis, le lecteur peut se reporter à la note de Benchmark international de Christian Egenhofer et Patrick ten Brink d'août 2003 sur *Les instruments des politiques de l'environnement*.

20. Un certificat vert est la preuve attestant que l'électricité qui a été injectée sur le réseau par un producteur est bien d'origine renouvelable.

En tout état de cause, le prix au client final ne devrait pas baisser significativement. La problématique du CO₂ devrait entraîner une augmentation des prix que le mouvement de libéralisation ne compensera que partiellement.

4.3. LA PROBLÉMATIQUE DU CO₂ RENDRA ENCORE PLUS DIFFICILE L'ASSIMILATION ENTRE LIBÉRALISATION ET BAISSÉ DES PRIX

La lutte contre les changements climatiques compte parmi les principaux engagements souscrits par l'Union. En outre, en application du protocole de Kyoto, elle s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 8%. Afin d'atteindre ce but, le protocole prévoit notamment un mécanisme de flexibilité fondé sur le marché : l'échange de droits d'émission. Cela devrait permettre aux entreprises de mettre en place des stratégies d'investissement pour réduire leurs émissions sans impact négatif sur leur croissance économique.

Les grandes lignes de la directive du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté sont reportées ci-après.

Le système d'un marché d'échanges de quotas est la solution la plus efficace d'un point de vue économique. Néanmoins, même si l'instrument est efficace, le coût des économies de CO₂ sera assez important : le passage entre une production d'électricité à base de charbon à une production à base de gaz naturel entraîne des coûts technologiques et d'apprentissage substantiels.

A titre d'exemple, sur le marché de gré à gré, la tonne de CO₂ était valorisée, en décembre 2003, à 12 € contre 6 € au début de l'année. Par comparaison, le même produit coûte 1 € sur le *Chicago Climate Exchange* aux Etats-Unis. Cette différence est sans doute due aux moindres contraintes qui prévalent aux Etats-Unis. Néanmoins, depuis le début 2004, le prix de la tonne de CO₂ se positionne autour de 6-8 €. On attribue cette baisse à des plans nationaux d'allocation de quotas pour le moins généreux.

Responsable	Chaque Etat membre doit désigner une ou plusieurs autorités nationales, compétentes pour gérer le marché de permis
Participants	Les producteurs d'électricité (plus précisément les installations d'une puissance calorifique de combustion supérieure à 20 MW), les raffineries, l'industrie de l'acier, la production de verre, la production de ciment, l'industrie papetière
Dérogation	Exclusion possible de certains industriels. Malgré cela, le programme devrait concerner environ 5 000 installations industrielles à partir de 2005, représentant plus de 45 % des émissions européennes
Mécanisme	Les Etats membres sont responsables de l'allocation des permis. Chaque Etat doit définir des plafonds annuels, décroissants, d'émission de CO ₂ pour chaque secteur participant au système
Octroi	Les Etats membres devront octroyer au moins 95 % des quotas à titre gratuit pendant une durée de 3 ans (90 % à partir de 2008 pour une durée de 5 ans). Système d'enchères possible à partir de 2012
Pénalités	Elles sont fixées à 40 euros par tonne d'équivalent CO ₂ émise en excès des permis pendant la première phase (2005-2007) et à 100 euros par tonne pendant la seconde phase (2007-2012)
Nature du quota	Le quota autorise à émettre une tonne d'équivalent dioxyde de carbone au cours d'une période spécifiée ; il est transférable (ce qui suppose que le CO ₂ n'est pas le seul gaz à effet de serre échangeable)
Registre	Les Etats prévoient la création d'un registre afin de tenir la comptabilité des quotas délivrés, détenus, transférés et annulés
Mandatement	Les exploitants qui souhaitent mettre en commun leurs installations désignent un administrateur mandaté qui se voit allouer la quantité totale des quotas

■ Si l'on garde ces chiffres à l'esprit, le prix de gros de l'électricité pourrait subir une augmentation de l'ordre de 15 à 30 % dans l'avenir.

Dans l'avenir, il faudra également prendre garde aux conséquences de cette législation en terme de compétitivité pour les industries dont les Etats ont ratifié le mécanisme de Kyoto (et le système européen) par rapport à ceux qui ne l'ont pas adopté.

5 IMPACTS STRATÉGIQUES DE LA LIBÉRALISATION SUR LES OPÉRATEURS

5.1. LA COEXISTENCE ENTRE UNE PLURALITÉ D'OPÉRATEURS NATIONAUX ET UN OLIGOPOLE EUROPÉEN

- LA CONSTITUTION D'UN OLIGOPOLE EUROPÉEN

Les faits

Alors que les directives européennes de 1996 et 1998 postulaient un éclatement des différents maillons des chaînes de valeur énergétiques, les compagnies européennes ont plutôt fait l'objet d'une triple concentration : à l'échelon national, au niveau paneuropéen et à travers la constitution de groupes multi-énergétiques.

Type de concentration	Acheteur	Cible	Date	Montant (milliards d'€)
Multi énergie	E.ON	Ruhrigas	2003	10,3
Paneuropéenne	London Electricity (EDF)	Seeboard	2002	2,2
Paneuropéenne	RWE	Innogy	2002	8,5
Nationale	Edison	Eurogen	2002	3,7
Paneuropéenne	EDF	East Anglian Network (TXU)	2002	1,7
Paneuropéenne	Vattenfall	BeWAG	2001	1,8
Paneuropéenne	E.ON	Sydkraft	2001	8,1
Paneuropéenne	E.ON	Powergen	2001	15,5
Nationale	HEW	VEAG	2001	5,5
Nationale	Italenergia	Edison / Montedison	2001	5
Paneuropéenne	EnBW / BSCH / ASM	Elettrogen	2001	3,7
Paneuropéenne	Enel	Viesgo	2001	2,1
Paneuropéenne	EDF	EnBW	2001	nd
Nationale	RWE	VEW	2000	4
Paneuropéenne	Electrabel / ING	Epon	2000	2,17
Paneuropéenne	EDF	London Electricity	1998	2,7

Sources : *Les Echos*, Montel.

Ainsi, au patchwork des monopoles nationaux, semble se substituer un oligopole européen multi-énergétique, à dominante privée et ayant un fort pouvoir de marché potentiel. Sur ce point, la doctrine de la Commission européenne semble aller dans deux chemins opposés : elle laisse généralement les fusions s'opérer mais, dans le même temps, elle s'efforce de réduire la part de marché de certains opérateurs sur leur marché d'origine. Cette apparente contradiction traduit le fait que Bruxelles hésite en permanence « entre la conception structuraliste et la conception industrielle de la concurrence » (F. Lévêque, 1998).

Le contrôle des concentrations trouve son origine aux Etats-Unis dans le *Clayton Act* (1914), qui interdit toute fusion lorsque « l'effet de cette acquisition peut être de diminuer la concurrence de façon substantielle ou de tendre à la création d'un monopole ». En Europe, le règlement du 21 décembre 1989, amendé par celui du 30 juin 1997, identifie deux présomptions impliquant un contrôle de concentration :

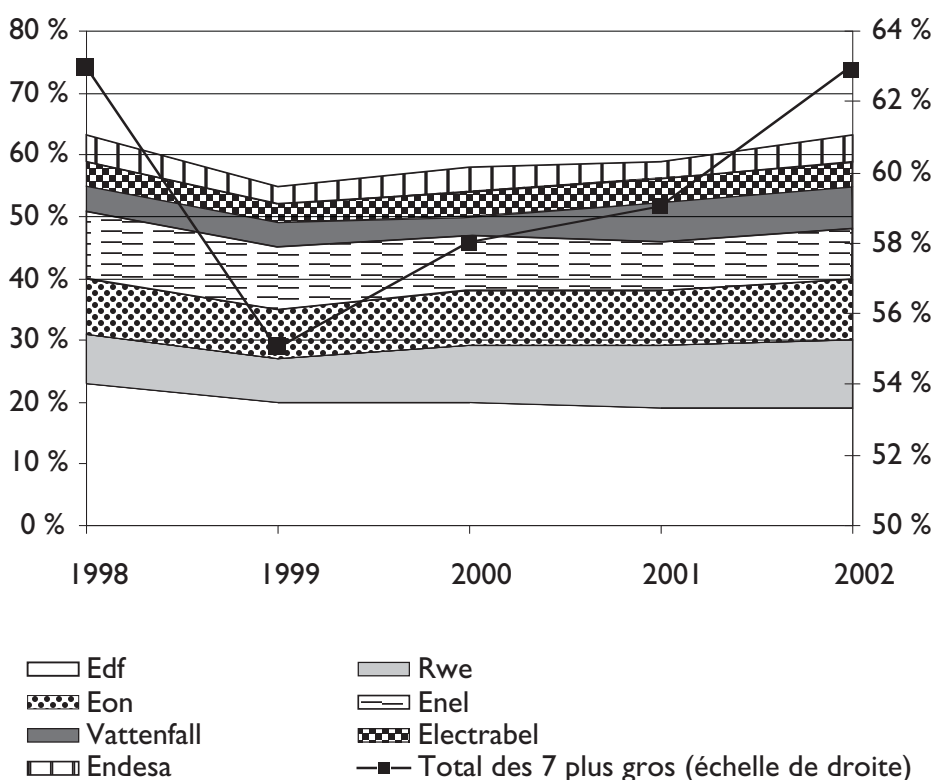
– une dimension communautaire. Si les entreprises concernées dépassent, collectivement et individuellement, une certaine taille en chiffre d'affaires, on dit que la concentration est de taille communautaire. Une exception est néanmoins faite pour les firmes réalisant plus des 2/3 de leur chiffre d'affaires à l'intérieur d'un seul et même Etat. C'est cet argument que la Commission a mis en avant pour accepter la fusion entre E.ON et Ruhrgas.

– une position dominante. Elle 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 (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 pertinent », à la fois en termes d'étendue géographique (sur laquelle la concentration s'exerce) et de produit concerné (aux Etats-Unis, seul est prise en compte la pointe comme marché pertinent pour l'électricité).

Les acteurs de l'oligopole électrique

A la faveur des restructurations, il se dessine en Europe un oligopole d'acteurs électriques intégrés entre production et commercialisation et ayant les caractéristiques suivantes : (1) une intégration allant de la production, au négoce et à la commercialisation avec un certain équilibre entre la production et la commercialisation, (2) une place de plus en plus forte du négoce prenant dans la plupart des cas un rôle clef de coordination entre ces deux activités, (3) une présence encore forte sur les secteurs de la distribution et du transport à travers des liens de propriété avec les gestionnaires de réseaux et (4) une volonté affichée de s'étendre aux pays limitrophes de leurs « fiefs géographiques ». Le graphique – issu de *M&As in the European Electricity Market* (Ecole des Mines, 2002) – montre la prédominance des sept grandes « majors » électriques.

PART PAR OPÉRATEUR DANS LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE EUROPÉENNE



Les acteurs de l'oligopole gazier

Deux lieux concentrent les jeux stratégiques dans l'univers gazier : l'oligopole des producteurs pétro-gaziers de mer du Nord et la zone allemande. Le premier lieu rassemble les producteurs qui interviennent dans l'exploration et l'exploitation des champs gaziers comme les sociétés norvégiennes Statoil et Norsk Hydro, ainsi que Total, Shell, ExxonMobil ou BP. La zone allemande est, quant à elle, un lieu privilégié concentrant les éléments suivants : des sites de stockage importants, une consommation très forte, un maillage très dense de gazoducs, des acteurs nombreux et une ouverture du portefeuille d'approvisionnements (à hauteur de 30 %, via une procédure de *gas release*) du fournisseur dominant qu'est Ruhrgas.

■ **La scène gazière actuelle est donc dominée par trois types d'acteurs : les opérateurs historiques, les grands fournisseurs et les pétro-gaziers.**

Les opérateurs historiques intégrés ont un cœur de métier de transporteur qu'ils ont étendu selon les opportunités. Jusqu'à récemment, ceux-ci relevaient de deux catégories :

- (1) les opérateurs gaziers intégrés non adossés à des grandes compagnies pétrolières qui ont tenté de se renforcer soit en acquérant des réserves (Gaz de France), soit en ouvrant leur capital à des partenaires industriels ;
- (2) et les filiales des compagnies pétro-gazières (Gasunie, Ruhrgas, SNAM, Enagas...).

Les seconds acteurs sont des fournisseurs comme Gazprom, Sonatrach ou Statoil. Ils ont tissé des liens bilatéraux durables avec les opérateurs de transport et de distribution, à travers les contrats TOP et les prix « *net-back* ». Cette stratégie leur a permis d'assurer le financement des infrastructures de production et de transport de gaz dans leurs propres pays, tout en gardant la maîtrise de la commercialisation aussi loin que possible en aval. Sans surprise, on constate que la réponse des trois grands producteurs à l'ouverture du marché gazier européen est plutôt

de renforcer le lien qui les unit à leurs acheteurs historiques, via des politiques de partenariat.

Enfin, les pétro-gaziers (Shell, Total, BP, Repsol ...), déjà analysés au point I.3 s'intègrent sans surprise dans les deux métiers à forte valeur ajoutée que sont la production et le négoce. Ces sociétés ont subi des bouleversements capitalistiques sans précédent depuis les années 90.

ÉVOLUTIONS CAPITALISTIQUES DES SOCIÉTÉS GAZIÈRES EN EUROPE

Allemagne : Cession en 2001 par BP à E.On de sa participation de 25,6 % dans Ruhrgas, puis en 2003, rachat de la totalité du capital de Ruhrgas par E.On ;

Grande-Bretagne : Scission en 2000 de BG et de Transco (devenu Lattice) puis fusion de Lattice avec National Grid (opérateur du réseau de l'électricité) en 2002 ;

Pays-Bas : Restructuration en 2002 de Gasunie – Shell et ExxonMobil acquérant chacun 50 % de l'activité négoce et l'État néerlandais reprenant seul l'activité de transport –, dévolue à la société Gastransport Services, dans la perspective d'une possible privatisation ultérieure ;

Italie : Part d'ENI dans l'activité réseau de sa filiale de transport SNAM Rete Gas, ramenée de 100 % à 60 % en 2001 et décision du régulateur de réduire cette participation à 38 % en 2003 ;

Espagne : Ouverture du capital d'Enagas (opérateur du réseau de transport), la participation combinée de Repsol, Gas Natural et de la Caixa étant ramenée à 35 % en 2002 ;

Portugal : Annonce par le gouvernement de la prochaine fusion de Electricidade de Portugal (EDP) et de Gas de Portugal (GDP), avec rapprochement des deux gestionnaires de réseaux pour donner naissance à une gestion intégrée.

Source : CRE, Rapport Annuel 2003.

Paradoxalement, à côté de ces grands acteurs se développent des opérateurs de taille plus restreinte : les distributeurs et les régies. Avec l'échéance de juillet 2004, ces acteurs vont avoir un rôle privilégié. En France, l'abrogation du principe de spécialité géographique des distributeurs va probablement encourager ce mouvement. Reste à savoir dans quelle structure ces acteurs vont opérer : au sein des grandes *utilities* (exemple allemand) ou bien de façon plus autonome ?

• LES RISQUES AFFÉRENTS À LA CONCENTRATION EUROPÉENNE

Comme le rappelle J. Huby, F. Noilhan et P. Sauvage (2003), les marchés oligopolistiques 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 impliquent que la collusion tacite est le comportement qu'adopteraient des acteurs rationnels, on parle de position dominante collective. Le secteur de l'électricité présente un certain nombre de caractéristiques qui peuvent faire craindre l'établissement d'un tel mécanisme :

- les technologies utilisées par tous les acteurs sont assez semblables et ils connaissent donc tous 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 ;
- la structure de la demande est connue de tous – même si la consommation est plus difficile à prévoir.

Néanmoins, ce raisonnement doit être nuancé car il ne prend pas en compte les caractéristiques géographiques de l'électricité. En effet, la carte électrique 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, du fait des interconnexions limitées.

De plus, la présomption de cartellisation du système ne paraît pas corroborée par l'évolution des prix observés sur les marchés de gros. En effet, 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 à 30€ par MWh), un niveau qui ne permet pas de recouvrer les coûts complets 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€ par MWh) incite les producteurs d'électricité à utiliser ces moyens autant que faire se peut, ce qui tire les prix vers le bas. Une évolution des prix à la hausse est néanmoins observée depuis la fin 2003 et le début 2004.

5.2. LES PREMIERS RÉSULTATS DE LA LIBÉRALISATION EN FRANCE

- **ÉTAT D'OUVERTURE DES SECTEURS ÉLECTRIQUE ET GAZIER EN FRANCE : UNE RECOMPOSITION PROGRESSIVE**

L'état d'ouverture en France

Le marché français s'est ouvert progressivement. Lors d'un bilan effectué le 1^{er} juillet 2003, la Commission de Régulation de l'Énergie a présenté les résultats suivants :

Secteur	Marché ouvert au 1/07/2003	Nombre de fournisseurs actifs	Sociétés ayant changé de fournisseurs
Electricité	37 % soit 170 TWh	Plus de 50	350 sites (soit 30 TWh) En ajoutant le marché des pertes, 25 % du marché ouvert a changé de fournisseur
Gaz	30 % soit 150 TWh	De 5 à 10	24 sites (soit 30 TWh) 80 sites ont renégocié leurs contrats

Source : CRE.

LES RÉFORMES DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUE ET GAZIÈRE EN EUROPE

Comme ce tableau l'indique, le marché gazier français est ouvert à 30 %. En pratique, la concurrence est effective dans la moitié nord de la France, alors qu'aucun changement de fournisseur ne semble être intervenu dans le sud, à l'exception de la substitution de Gaz de France Négoco à sa filiale CFM pour deux de ses clients de la région lyonnaise. Ce sont au total 24 sites éligibles appartenant à une dizaine de groupes industriels qui avaient changé de fournisseur au 1er juillet 2003. Ils représentaient alors une consommation annuelle d'environ 30 TWh, soit 21 % du potentiel industriel éligible et 6 % du marché gazier global, dont 5 TWh captés par de Gaz de France Négoco aux dépens de sa filiale CFM.

Les nouveaux entrants les plus actifs sont Distrigas, BP et Norsk Hydro, mais leur part du marché total reste encore faible. Il est à noter néanmoins que Distrigas effectue une percée dans le nord de la France en ayant capté 800 Mm³ de contrats par an (ce qui équivaut à 6 % du marché ouvert). D'autres opérateurs (Ruhrgas, Statoil) ont ouvert des représentations commerciales en France et pourraient prochainement se montrer actifs.

Concernant l'électricité, le marché est ouvert à 37 %. La concurrence est effective sur l'ensemble du territoire du fait du maillage du réseau français. Après le départ des *traders* américains, le nombre d'acteurs présents sur les différents segments du marché français a plutôt stagné. En 2002, 70 fournisseurs environ étaient inscrits comme responsables d'équilibre auprès de RTE et plus d'une cinquantaine étaient actifs dans l'un ou l'autre des segments du marché électrique :

- 17 fournisseurs directement à des clients éligibles ;
- une vingtaine fournissent l'énergie nécessaire à la compensation des pertes techniques de RTE ;
- une quarantaine sont actifs à l'importation / exportation ;
- tous réalisent des échanges de blocs avec d'autres fournisseurs ;
- près de 40 sont membres de Powernext et réalisent des transactions.

Les prochaines étapes de la libéralisation s'organiseront selon le processus suivant :

Secteur	2003	1 ^{er} juillet 2004	1 ^{er} juillet 2007
Electricité	Seuil : 7 GWh (3 100 sites)	Tous les professionnels 3,5 millions de sites	Tout le monde 30 millions de sites
Gaz	Seuil : 7 Mm ³ / 83 GWh (650 sites)	Tous les professionnels 530 000 sites	Tout le monde 10 millions de sites

Source : CRE.

Les évolutions récentes : le cas du gaz

Concernant le secteur gazier, la loi du 3 janvier 2003 a transposé en droit français la Directive européenne 98/30/CE, qui porte sur les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel. On trouvera ci-dessous quelques dispositions marquantes de cette loi, qui devront toutefois être modifiées pour transposer la nouvelle Directive 2003/55/EC devant entrer en vigueur le 1^{er} juillet 2004 :

- le seuil d'éligibilité a été abaissé le 10 août 2003 à 83 GWh ;
- l'activité de fournisseur de gaz est soumise à une autorisation délivrée par le ministre chargé de l'Énergie. Celui-ci peut mettre en demeure un fournisseur de diversifier ses approvisionnements au titre de la sécurité de ceux-ci ;
- les décisions sur les tarifs sont prises conjointement par les ministres de l'Économie et de l'Énergie, sur avis de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) ;
- le recours aux stocks souterrains de gaz naturel doit satisfaire, en priorité, les usages destinés à assurer l'équilibre des réseaux de transport et l'accomplissement des obligations de service public ; l'accès aux capacités

disponibles par les fournisseurs autorisés s'effectue en fonction de leurs missions de service public respectives.

Concernant les évolutions physiques du secteur gazier, on peut noter que le déclin du gisement de Lacq et l'insuffisance des capacités du terminal de Fos diminuent les ressources disponibles au sud du pays de telle sorte que des investissements de décongestion sont programmés comme les projets de Gaz de France (Fos 2) et de ExxonMobil (Fos 3) sur la Méditerranée, ou encore du gazoduc de la côte basque en provenance de Bilbao. Sans nul doute, la concurrence gazière (notamment dans le sud de la France) sera dépendante de l'évolution physique du réseau et donc de l'amélioration des infrastructures. De plus, devant un assèchement progressif de l'offre gazière au Sud de la France, le gas release contribuera également à accroître la concurrence.

ÉTAT DE L'OUVERTURE DU MARCHÉ GAZIER FRANÇAIS : DES SOLUTIONS GRADUELLES

L'impression générale qui se dégage du marché gazier français est celle d'une évolution graduelle vers un contexte favorable au développement des activités de marchés.

Points réglés ou en voie de règlement : (1) la possibilité d'échanger du gaz dans chaque zone d'équilibrage, (2) la mise en œuvre de structures de réservation plus flexibles, (3) la publication d'informations transparentes sur les capacités disponibles, (4) le dénouement des participations croisées de GDF et Total, aujourd'hui à la fois partenaires et concurrents et (5) la mise en place d'un gas release dans le Sud de la France.

Points en voie de résolution à moyen terme, au moins partiellement : (1) la réduction progressive du nombre de zones d'équilibrage, (2) une dissociation des trois groupes d'activités (négoce, stockage, transport)

de Gaz de France et GSO, (3) la mise en service d'infrastructures de transport permettant un meilleur accès à la clientèle du sud du pays (gazoducs ex-Bilbao et Catalogne, terminal de Fos II...).

Points durablement problématiques : (1) la trop lente augmentation de la part du gaz *spot* dans le bilan gazier, quasiment saturé aujourd'hui et à moyen terme et (2) la relative faiblesse de la consommation de gaz en France.

Les évolutions récentes : le cas de l'électricité

Au niveau électrique, la situation est plus imprévisible. Soutenue par le programme de VPP, par l'existence d'un marché de gros, par des acteurs de plus en plus indépendants patrimoniallement (SNET, CNR, SHEM), et par des niveaux d'interconnexions assez élevés par rapport au reste de l'Europe, la concurrence s'est peu à peu instaurée. Cette constatation est d'autant plus remarquable que le marché français reste tout de même très concentré et que le pays est exportateur net (ce qui exclut l'implantation d'outils de production par les opérateurs étrangers).

ÉTAT DE L'OUVERTURE DU MARCHÉ ÉLECTRIQUE FRANÇAIS : UN RENFORCEMENT À CONFIRMER

L'impression générale qui se dégage du marché électrique français est celle d'un renforcement de la concurrence. Aujourd'hui, le marché national est désormais réellement concurrentiel et actif avec : (1) un accès régulé des tiers aux réseaux effectif, (2) un régulateur indépendant, (3) une séparation comptable des activités de production, transport et distribution et (4) de nombreux mécanismes visant à développer le marché (responsables d'équilibre, marché organisé français et le mécanisme d'ajustement de RTE).

LES RÉFORMES DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUE ET GAZIÈRE EN EUROPE

Dans l'avenir, le degré plus ou moins croissant de la concurrence va dépendre de plusieurs points : l'avenir du programme de VPP (arrêt, reconduction ou mécanisme plus contraignant), la nature de l'accord que l'entreprise publique trouvera avec l'Enel (cession de droits de tirage sur le parc français, participation à l'EPR voire acquisition de distributeurs puissants) et le caractère plus ou moins incisif de ses concurrents directs (CNR, SNET) et futurs (de Gaz de France, Enel) sur le territoire français.

CONCLUSION

Les développements qui précèdent soulignent bien le caractère inachevé du processus de libéralisation des industries électrique et gazière. En instaurant de nouveaux défis, la libéralisation appelle une plus grande clairvoyance stratégique et économique des opérateurs et une surveillance permanente de la part des régulateurs et des pouvoirs publics, qui n'hésitent pas à apporter des corrections législatives en cours de route.

Différents points cruciaux pour l'avenir sont à prendre en compte : (1) l'évolution des structures industrielles, dont l'un des scénarii peut amener à la constitution d'un oligopole européen, (2) la qualité ou non du signal prix pour les décisions d'investissement et (3) l'évolution des prix dont le niveau et la volatilité peuvent amener à mettre en péril la compétitivité des industries européennes.

Quelles solutions doivent être retenues ? Deux séries d'éléments peuvent être mentionnés, ceux du court et du long terme.

A long terme, un schéma possible serait de constituer un transporteur et un régulateur européen. Cette solution permettrait d'améliorer la coordination entre les acteurs, de gérer de manière plus efficace les interconnexions et d'avoir un pouvoir de contrôle plus aigu sur des producteurs plus puissants, mais elle ne serait pas sans danger (risque de superstructures, difficultés d'harmonisation...).

A court terme, des mesures doivent sécuriser le fonctionnement du marché afin de rendre le prix qu'il émet plus transparent et crédible. Or, il semble que ce prix soit amené, dans les années à venir, à croître significativement du fait de l'augmentation des charges de service public ou de la problématique du CO₂. Conséquemment, les industries électro-intensives devront être protégées afin de ne pas subir de plein fouet ces

LES RÉFORMES DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUE ET GAZIÈRE EN EUROPE

nouvelles charges d'autant plus que ces industries sont la plupart du temps exposées à la concurrence internationale.

Au final, si les avantages de la libéralisation ne permettent pas de couvrir les augmentations de prix, induites par de nouveaux besoins (énergies renouvelables...), il est nécessaire d'informer le consommateur / contribuable sur ce fait, de sorte qu'il n'assimile pas hausse des prix et libéralisation.

LES AUTEURS

Jean-Marie Chevalier est professeur à l'Université de Paris IX Dauphine, où il dirige le Centre de Géopolitique de l'Énergie et des Matières Premières. Il est aussi directeur au Cambridge Energy Research Associates (CERA, bureau de Paris). Il a publié de nombreux ouvrages et articles sur l'industrie et l'énergie, et a notamment dirigé, avec Olivier Pastré, *Où va l'économie mondiale ? Scénarios et mesures d'urgence* (Odile Jacob, 2002).

David Rapin est diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Rennes et titulaire du DEA d'Économie Industrielle de l'Université Paris IX Dauphine. Il prépare actuellement une thèse de doctorat en économie au Centre de Géopolitique de l'Énergie et des Matières Premières. Il est par ailleurs chef de projet au sein de la société Powernext, la bourse française de l'électricité. C'est comme doctorant qu'il s'exprime dans ce rapport.

GLOSSAIRE²¹

Base (*baseload*) : la base est la partie constante de la charge d'un réseau sur une période donnée. Un produit base correspond à la fourniture d'un bloc d'électricité sur l'ensemble d'une période (exemple : de 0 heure à 24 heures pour un produit base journalier).

Bourse de l'énergie (*energy exchange*) : plate-forme de négoce d'énergie proposant des contrats standardisés. La sécurité financière du système est assurée par une chambre de compensation ou la bourse elle-même en s'interposant entre les contreparties (exemples : le Nymex aux Etats-Unis, l'IPE en Grande-Bretagne).

Centrale virtuelle (*VPP ou Virtual Power Plant*) : capacité de production fictive, non individualisée, vendue à un opérateur permettant de soutirer sur demande, auprès d'un producteur, de l'énergie à un prix préalablement fixé.

Centrale électrique à cycles combinés (*combined cycles power plant*) : centrale thermique, fonctionnant généralement avec des turbo-générateurs à gaz, dans laquelle l'électricité est produite à deux niveaux successifs : en premier lieu par la combustion du gaz dans les turbines, et en deuxième lieu par l'utilisation de l'énergie des produits de la combustion du gaz dans des chaudières alimentant des turbo-générateurs à vapeur. Ce procédé permet d'atteindre des rendements thermiques élevés (55 à 60 %, contre seulement 33 à 35 % pour les centrales thermiques classiques).

Cogénération (*cogeneration*) : production simultanée de chaleur et d'électricité. Le rendement de ces installations est sensiblement meilleur que si elles ne produisaient que de l'électricité.

21. Dans la plupart des cas, ce glossaire est celui présenté dans le rapport annuel 2003 de la Commission de Régulation de l'Energie.

Congestion (*congestion*) : état de saturation d'une ligne électrique ou d'une canalisation de gaz ne permettant pas de procéder au transport ou à la distribution de toutes les quantités injectées ou soutirées, compte tenu des caractéristiques et performances des équipements du réseau.

Contrat de long terme (*long term contract*) : contrat dans le cadre duquel le producteur garantit sur longue période (généralement plus de dix ans) la mise à disposition du gaz auprès d'un opérateur, à un prix compétitif sur son marché (principe du *net-back*), en contrepartie d'un engagement de paiement quels que soient les enlèvements effectifs (principe du *take or pay*). Le contrat de long terme présente une structure de partage de risques (risque prix pour le producteur, risque quantités pour l'opérateur) sur laquelle s'est notamment construite l'industrie gazière européenne.

Coûts échoués (*stranded costs*) : coûts résultant des politiques choisies ou imposées aux opérateurs historiques avant l'ouverture du marché qui ne peuvent pas être couverts dans les conditions du marché ouvert à la concurrence.

Coûts évités (*avoided costs*) : lorsqu'un opérateur est contraint d'acheter une quantité d'électricité dans le cadre des obligations d'achat imposées par les pouvoirs publics, cette quantité se substitue à une énergie qu'il aurait pu produire lui-même. Les économies induites par la « non-production » de cette énergie constituent les coûts évités.

Hub gazier (*gas hub*) : lieu où se rejoignent plusieurs gazoducs, transitant du gaz en provenance de différentes sources, auxquels s'adjoignent souvent des capacités physiques de stockage, et qui offre la possibilité d'échanger des volumes entre ces sources et les marchés. Par extension, le *hub* désigne tout lieu d'échange de gaz (y compris virtuel) où se rencontrent, à l'achat comme à la vente, un nombre élevé d'intervenants, dans des conditions de sécurité des transactions satisfaisantes pour ceux-ci (exemples : aux États-Unis (Louisiane), le Henry Hub, interconnexion de neuf gazoducs inter-Etats et de quatre gazoducs intra-Etats ; en Europe, le NBP au Royaume-Uni (*National Balancing Point*, point d'échange virtuel), Zeebrugge en Belgique (interconnexion des systèmes d'aménée du gaz algérien, norvégien et anglais), Emden en Allemagne (point de chute de trois gazoducs transportant

du gaz norvégien), Bunde à la frontière entre les Pays-Bas et l'Allemagne et à proximité du champ de Groningen.

Marché spot (*spot market*) : marché sur lequel s'opèrent les achats et les ventes d'énergie à court terme (voir à l'opposé Contrat de long terme).

Plafond de prix (*price-cap*) : mécanisme de régulation tarifaire par lequel l'autorité de régulation fixe à l'avance pour plusieurs années le rythme d'évolution des niveaux de prix. Ce mécanisme est généralement considéré comme incitatif à des améliorations de productivité car les entreprises dont les tarifs sont régulés bénéficient de l'intégralité des économies de coûts qu'elles réalisent durant la période pour laquelle les tarifs ont été fixés.

Plaque continentale (*continental plate*) : ensemble de réseaux européens (Allemagne, Autriche, Suisse, Benelux, France) dont le degré d'interconnexion est suffisant pour permettre la fluidité des échanges physiques.

Pointe (ou produit *peak*) : la pointe est la puissance maximum appelée sur un réseau électrique pendant une période donnée. Un produit pointe correspond à la fourniture d'une puissance électrique constante pendant les périodes de pointe (exemple : de 8 à 20 heures pour un produit pointe journalier)

Pool : marché électrique national sur lequel toutes les transactions doivent se réaliser et visant à rationaliser l'appel des moyens de production.

Programmation pluriannuelle des investissements (PPI ou *Pluriannual Investment Program*) : dans la loi française, objectifs fixés par le ministre chargé de l'énergie en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique.

Service de modulation (*load-balancing service*) : prestation offerte par les opérateurs de stockage de gaz en complément au contrat de transport/acheminement, en vue de permettre aux clients éligibles de gérer au mieux les irrégularités de leur consommation de gaz, au niveau journalier, mensuel ou saisonnier. Ce service est assuré en un point virtuel,

LES RÉFORMES DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUE ET GAZIÈRE EN EUROPE

dit point de modulation, au sein de chacune des zones d'équilibrage du réseau de transport.

Subventions croisées (*cross-subsidies*) : utilisation des ressources d'une activité au profit d'une autre dans des conditions ne reflétant pas celles qui régiraient les relations de marché entre deux entreprises distinctes.

Trading énergétique (*energy trading*) : activité d'achat et de vente d'électricité, de combustibles, de capacités de transport et de stockage conduisant à une livraison physique d'énergie, ou à une réservation de capacité ; elle se double d'une activité de négociation de contrats financiers, tels que des contrats à terme, des contrats d'échange (*swap*), des options, à conclure de gré à gré ou bien sur un marché organisé (bourse).

BIBLIOGRAPHIE

COMMISSION EUROPÉENNE (2003),

Deuxième rapport d'étalonnage sur la mise en oeuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité, avril 2003.

COMMISSION EUROPÉENNE (2004),

Troisième rapport d'étalonnage sur la mise en oeuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité, mars 2004.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE (2002),

Synthèse du rapport sur l'ouverture du marché gazier français, octobre 2002.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE (2003),

Rapport annuel 2003.

ESNAULT B. (2002),

Nouveaux marchés de l'électricité et choix d'investissement, mai 2002.

FRISON-ROCHE M.A. (2000),

« La victoire du citoyen-client », *Sociétal*, n° 30, 4^e trimestre 2000, pp. 49-54.

HENRY C. ET COHEN E. (1997),

Service public, secteur public, rapport du CAE, La Documentation Française, 1997.

HUBY J., NOILHAN F. ET SAUVAGE P. (2003),

L'Europe électrique : vers un oligopole concurrentiel ?, 2003.

LÉVÊQUE F. (1998),

Economie de la Réglementation, 1998.

PERCEBOIS J. (2003),

Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux : le cas de l'électricité et du gaz, Working Paper CREDEN.

LES RÉFORMES DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUE ET GAZIÈRE EN EUROPE

POWERNEXT (2003),

Faisabilité d'un marché gazier en France, septembre 2003.

SOCIÉTAL, dossier « Pétrole, gaz et géopolitique », n°42, 4^e trimestre 2003.

STOFFAÈS C. (1994),

Entre monopole et concurrence : la régulation de l'énergie en perspective historique, Pau, 1994.

SYROTA J. (2000),

Evaluation des missions de service public de l'électricité, Paris, 2000.