



La Libéralisation et la Restructuration de l'Industrie européenne du Gaz et son Impact sur l'Emploi

Steve Thomas, David Hall et Vladimir Popov
Public Services International Research Unit, University of Greenwich
stephen.thomas@gre.ac.uk, d.j.hall@gre.ac.uk, v.popov@gre.ac.uk

Mai 2002

Pour le projet « Dialogue Social dans le Secteur Européen de la Distribution de Gaz »
Avec le soutien de la Commission Européenne

Table des Matières

1. INTRODUCTION.....	4
2. LA PLACE DU GAZ DANS L'ÉCONOMIE DE L'ÉNERGIE EN EUROPE ET LE CONTEXTE MONDIAL DE L'APPROVISIONNEMENT.....	4
2.1 LA PLACE DU GAZ DANS L'ÉCONOMIE DE L'ÉNERGIE EN EUROPE.....	4
2.2 LE CONTEXTE DE L'APPROVISIONNEMENT.....	8
3. LA DIRECTIVE EUROPÉENNE DU GAZ ET SA MISE EN ŒUVRE.....	10
3.1 STRUCTURE TRADITIONNELLE DES SOCIÉTÉS DE DISTRIBUTION.....	10
3.2 LA MISE EN ŒUVRE THÉORIQUE DE LA DIRECTIVE.....	11
3.3 LES OBSTACLES AU MARCHÉ DE LA CONCURRENCE.....	12
3.3.1 L'accès au réseau.....	12
3.3.2 Une réglementation indépendante.....	12
3.3.3 Un marché de gros efficace.....	12
3.3.4 Un marché de détail efficace.....	13
3.4 LA MISE EN ŒUVRE DE LA DIRECTIVE DANS LA PRATIQUE.....	15
3.4.1 Allemagne.....	16
3.4.2 Italie.....	17
3.4.3 France.....	17
3.4.4 Pays-Bas.....	17
3.4.5 Autres pays.....	18
3.5 Facteurs stratégiques.....	18
3.5.1 Sécurité de l'approvisionnement.....	18
3.5.2 Mission de service public.....	18
3.5.3 Extension du réseau.....	19
3.5.4 Coût de la concurrence.....	19
4. STRUCTURES ET STRATÉGIES DES ENTREPRISES.....	19
4.1 FUSIONS, ACQUISITIONS ET RESTRUCTURATIONS.....	19
4.2 PÉRIPÉTIES ET DIMENSION INTERNATIONALE DE LA RESTRUCTURATION...	21
4.3 PRÉSENCE DU SECTEUR PUBLIC.....	23
4.4 INCIDENCE SUR L'EMPLOI.....	23
4.4.1 France.....	23
4.4.2 Allemagne.....	23
4.4.3 Italie – Italgas.....	23
4.4.4 Belgique – Distrigaz.....	24
4.5 PROFILS DE QUELQUES SOCIÉTÉS DE DISTRIBUTION DE GAZ ET D'ELECTRICITE.....	24
4.5.1 Ruhrgas.....	24
4.5.2 E.ON.....	25
4.5.3 RWE.....	25
4.5.4 Gaz de France.....	26
4.5.5 ENI/SNAM/Italgas.....	26
4.5.6 Suez/Tractebel/Distrigaz.....	27
4.5.7 Endesa.....	27
4.5.8 Iberdrola.....	27
4.5.9 Centrica.....	28
4.6 COMPAGNIES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES.....	28
4.6.1 Gazprom.....	28
4.6.2 Compagnies pétrolières occidentales.....	28

5. L'EXPÉRIENCE DE LA LIBÉRALISATION ET LA PRIVATISATION DU GAZ AU ROYAUME-UNI.....	29
5.1 LE PROCESSUS DE PRIVATISATION.....	29
5.2 1986-93 : BRITISH GAS CONSERVE SA POSITION DOMINANTE	29
5.3 1994-96 : DÉMANTÈLEMENT DE BRITISH GAS.....	31
5.4 APRÈS 1997 : L'OUVERTURE DU MARCHÉ À LA CONCURRENCE	32
5.5 COMPARAISON AVEC LES INDUSTRIES DU GAZ D'AUTRES PAYS D'EUROPE OCCIDENTALE.....	33
5.6 LES ENSEIGNEMENTS DE L'EXPÉRIENCE BRITANNIQUE.....	34
5.6.1 La mise en place du régime de concurrence	34
6. LES INDUSTRIES DU GAZ D'EUROPE ORIENTALE.....	38
6.1 RÉPUBLIQUE TCHÈQUE	38
6.2 HONGRIE.....	39
6.3 POLOGNE.....	40
6.4 SLOVAQUIE.....	41
6.5 SLOVÉNIE.....	41
6.6 CROATIE	42
7. CONCLUSIONS.....	42
7.1 L'IMPACT DE LA DIRECTIVE GAZ.....	43
7.2 DES MARCHÉS DU GAZ BALBUTIANTS	43
7.3 RÉGLEMENTATION ET CONCURRENCE	43
7.4 CONCENTRATION ET FUSIONS	44
7.5 EUROPE CENTRALE ET ORIENTALE	44
7.6 POLITIQUES D'EMPLOI POSITIVES	44

1. Introduction¹

Le présent rapport étudie le processus de restructuration de l'industrie européenne du gaz résultant de l'adoption de la Directive européenne du gaz, en 1998. Il s'intéresse surtout aux entreprises du secteur, et plus particulièrement à la vague de fusions et acquisitions qu'elle a déclenchée, ainsi qu'aux politiques adoptées par les grandes compagnies. Il se divise en cinq grands chapitres :

- La place du gaz dans l'économie de l'énergie en Europe et le contexte mondial de l'approvisionnement;
- La Directive européenne du gaz et sa mise en œuvre;
- Les structures et stratégies des entreprises;
- L'expérience britannique de la libéralisation du marché du gaz
- La restructuration en Europe centrale et orientale

2. La place du gaz dans l'économie de l'énergie en Europe et le contexte mondial de l'approvisionnement

2.1 La place du gaz dans l'économie de l'énergie en Europe

Dans tous les pays de l'Union européenne, l'industrie de l'électricité est une industrie très développée et arrivée à maturité. Tous ses clients potentiels sont raccordés au réseau et la demande ne croît plus que faiblement. Par contre, dans plusieurs pays de l'Union européenne, l'industrie du gaz reste embryonnaire (voir le tableau 1). Parce qu'ils ont des réserves de gaz propres, le Royaume-Uni et les Pays-Bas sont beaucoup plus dépendants de cette source d'énergie (tant en énergie primaire qu'en énergie livrée) que les autres pays européens. En Suède, au Portugal, en Grèce, en Finlande et en Espagne, l'industrie du gaz est peu développée et le débat sur la libéralisation n'est pas d'actualité. D'autre part, l'Irlande et le Danemark consomment peu de gaz à usage privé (l'essentiel est destiné aux centrales électriques) et leurs préoccupations vont davantage au développement du réseau de distribution qu'à la question de la libéralisation.

Tableau 1 La part du gaz dans l'approvisionnement énergétique

	Demande totale de gaz en MTEP	Gaz en % de l'énergie primaire	Demande finale de gaz en MTEP	Gaz en % de l'énergie finale
Autriche	6,5	23	3,8	16
Belgique	13,4	23	10,8	26
Allemagne	71,5	21	51,7	24
Danemark	4,4	23	1,8	12
Espagne	15,2	12	12,2	14
Finlande	3,4	11	1,6	6
France	35,6	14	33,3	19
Grèce	1,7	6	0,4	2
Italie	58,1	33	38,3	29
Irlande	2,9	20	1,1	10
Luxembourg	0,7	21	1,7	20
Pays-Bas	35,0	48	21,8	38
Portugal	1,0	5	1,7	8
Suède	0,7	1	0,5	2
Royaume-Uni	94,8	41	59,5	37
UE 15	344,9	24	239,4	23

Source: Eurogas : <http://www.eurogas.org/site/ftp/Annual%20Report%202000.pdf>

¹ Les tableaux ne mentionnant aucune source proviennent de la base de données du PSIRU.

Notes:

1. Les chiffres de l'énergie primaire sont ceux de 2000, sauf pour le Portugal, pour lequel il s'agit des chiffres de 1998
2. Les chiffres de la demande finale sont ceux de 1999, sauf pour la Grèce et le Portugal, pour lesquels il s'agit des chiffres de 1998

Tableau 2

Consommation de gaz naturel en 2000 (PJ)

	Population (m)	Nombre de petits consommateurs (m)			Demande				
		Résidentielle	Cons/habit. GJ	Commerciale	Industrie	Centrales	Autres	Total	
Autriche	8.2	1.3	101	12.3	0	134	48	0	283
Belgique	10.3	2.4	153	14.8	72	253	144	0	622
Allemagne	83.3	16.7	1040	12.5	120	1415	235	444	3250
Danemark	5.4	0.3	26	4.8	13	44	32	64	180
Espagne	40.0	4.2	94	2.3	29	544	37	0	705
France	59.8	10.2	578	9.7	265	788	0	23	1655
Italie	57.7	14.7	747	12.9	211	1127	552	46	2682
Irlande	3.9	0.4	20	5.1	13	39	86	1	160
Pays-Bas	16.1	6.6*	387	24.0	278	707	218	3	1593
Royaume-Uni	59.6	20.7	1344	22.6	440	776	1164	65	3789
UE 15	369	70.8	4520	12.2	1445	5992	2657	703	15318

Source: Eurogas : <http://www.eurogas.org/site/ftp/Annual%20Report%202000.pdf>

Notes:

1. Les chiffres de la population sont des estimations pour 2001.
2. Le nombre des consommateurs est arrêté au 1^{er} janvier 2001. Celui des Pays-Bas porte sur l'ensemble des consommateurs.

Tableau 3**Le réseau de gaz dans les pays de l'Union européenne**

	Nombre total de consommateurs (m)	Demande totale (PJ)	Investissement (10⁶ Euro)	Investissement/ Demande	Réseau de transmission (km)	Transmission/ Consommation	Réseau de distribution (km)	Distribution/ Consommateur
Autriche	1262	283	169	0.60	5213	18.4	24099	19.1
Belgique	2511	622	208	0.33	3731	6.0	47000	18.7
Allemagne	17400	3250	2617	0.81	57000	17.5	299000	17.2
Danemark	322	180	64	0.35	1415	7.8	16889	52.5
Espagne	4203	705	967	1.37	11989	17.0	25033	6.0
France	10671	1655	1000	0.60	34232	20.7	159020	14.9
Italie	15630	2682	1820	0.68	30500	11.4	180000	11.5
Irlande	366	160	190	1.18	1199	7.5	6944	18.9
Pays-Bas	6638	1593	57	0.04	11600	7.3	117500	17.7
Royaume-Uni	21051	3789	1487	0.39	18600	4.9	260700	12.4
UE 15	80266	15318	8715	0.57	177925	11.6	1141200	14.2

Source: Eurogas : <http://www.eurogas.org/site/ftp/Annual%20Report%202000.pdf>

Notes:

1. Les chiffres de l'investissement sont ceux de 2000.
2. Les réseaux de transmission et de distribution sont ceux existant au 1^{er} janvier 2000.

Le tableau 2 ventile les chiffres de la consommation par secteur. On note une forte consommation de gaz pour la production électrique au Royaume-Uni et dans l'industrie en Espagne, en Allemagne, aux Pays-Bas et en Italie. Le tableau 3 montre l'étendue des réseaux et chiffre les investissements. Des pays comme l'Espagne, l'Irlande et l'Allemagne, présentant des niveaux d'investissement élevés par unité de gaz consommé, développent leurs réseaux, tandis que d'autres, comme les Pays-Bas, le Royaume-Uni, le Danemark et la Belgique, paraissent relativement inactifs. Les chiffres de la consommation par kilomètre de réseau de transmission donnent une idée de la taille géographique du pays et du degré de pénétration du gaz naturel. Dans des pays de petite taille comme le Royaume-Uni, les Pays-Bas et la Belgique, le chiffre correspondant au réseau de transmission par unité consommée est faible, de même qu'en Irlande et au Danemark où la consommation vient essentiellement de quelques gros clients.

2.2 Le contexte de l'approvisionnement

Le gaz est une ressource naturelle finie, inégalement répartie, souvent dans des régions politiquement instables. Il faut donc bien connaître la situation en matière d'approvisionnement avant de se prononcer sur la viabilité à long terme d'un marché libre dans ce domaine. La demande de gaz progresse rapidement en Europe occidentale (40% au cours des dix dernières années) grâce à la découverte de nouveaux gisements facilement exploitables et aux atouts écologiques du gaz par rapport aux autres combustibles fossiles utilisés pour la production électrique. L'Europe s'approvisionne principalement auprès de cinq pays, la Norvège, les Pays-Bas, le Royaume-Uni, l'Algérie et la Russie. Pour l'instant, l'offre est abondante et sûre et la question de l'avenir de l'approvisionnement ne suscite guère de débat en Europe. Au niveau mondial, les réserves prouvées déjà exploitées représentent 61 ans de consommation au rythme actuel et la situation n'a pas de quoi inquiéter (voir les tableaux 4 et 5).

Tableau 4 Production et réserves mondiales de gaz (2000)

	Production 10⁹m³ (P)	Réserves prouvées 10¹²m³ (R)	R/P Années
Féd. de Russie	545	48,1	84
Iran	60	23,0	*
Qatar	28	11,1	*
Arabie saoudite	47	6,1	*
EAU	40	6,0	*
Etats-Unis	556	4,7	9
Algérie	89	4,5	51
Venezuela	27	4,2	*
Nigeria	11	3,5	*
Iraq	-	3,1	*
Turkménistan	44	2,9	*
Pays-Bas	57	1,8	27
Norvège	52	1,2	24
Royaume-Uni	108	0,8	7
Hongrie	3	0,1	28
Total Europe	288	5,2	17
Total monde	2422	150	61

Source: BP Statistical Review of Global Energy 2001

Note: Pour les pays disposant de réserves pour plus d'un siècle, le rapport R/P est indiqué par une astérisque.

Cependant, les chiffres des réserves n'indiquent pas avec précision la quantité de gaz présente et ils sont généralement sous-estimés. Le fait est que les réserves prouvées correspondent aux quantités qu'il est pratiquement certain de pouvoir extraire, compte tenu de la conjoncture économique et de la technologie, c'est-à-dire des réserves que l'on a plus de 90% de chances de pouvoir exploiter. Pour les

zones d'extraction arrivées à maturité, comme le secteur britannique de la mer du Nord, qui ont totalement été explorées et où les nouvelles découvertes trouveront immédiatement un débouché, les chiffres officiels semblent correspondre à une estimation raisonnable des quantités effectives de gaz exploitable. En revanche, s'agissant de pays insuffisamment explorés ou de régions où le gaz pourrait difficilement être acheminé jusqu'aux marchés, les découvertes – même importantes – peuvent difficilement être comptabilisées comme réserves. Dans certains pays de l'ex-Union soviétique, des découvertes ne peuvent être comptabilisées dans les réserves parce que l'acheminement jusqu'aux marchés n'est pas possible actuellement. Le gaz ne se transporte pas aussi facilement que le pétrole et ne peut être considéré comme une marchandise universelle. C'est pourquoi la situation doit être étudiée au niveau régional. Du point de vue de la consommation, les régions les plus importantes sont l'ex-Union soviétique, l'Europe et l'Amérique du Nord. Plus des deux tiers des réserves mondiales sont dans des régions pouvant approvisionner l'Europe par gazoduc (Russie, Moyen-Orient, Afrique du Nord). Du point de vue de l'offre, l'ex-Union soviétique ne devrait avoir aucun mal à répondre à sa demande dans un avenir proche (voir le tableau 6). Dans le cas des Etats-Unis, par contre, l'accès aux gigantesques réserves de l'ex-Union soviétique et du Moyen-Orient ne sera pas aisé et, si la situation reste inchangée, l'approvisionnement en gaz devrait devenir problématique d'ici un an ou deux.

Tableau 5 Consommation et production mondiales de gaz (2000)

	Consommation 10⁹m³ (C)	Production 10⁹m³ (P)	Réserves prouvées 10¹²m³ (C)	R/P	P/C
Royaume-Uni	96	108	0,8	7	1,1
Allemagne	79	17	0,3	19	0,2
Italie	64	17	0,2	14	0,3
France	40	-	-	-	-
Pays-Bas	38	57	1,8	27	1,5
Visegrad	36	-	-	-	-
Europe	459	288	5,2	17	0,6
Etats-Unis	654	556	4,7	9	0,85
Amér. du Nord	768	759	7,3	10	1,0
Amérique c & l	93	96	6,9	72	1,0
ex-Union soviétique	548	674	57	80	1,2
Moyen-Orient	189	210	53	*	1,1
Afrique	59	130	11	86	2,2
Asie-Pacifique	289	265	10	39	0,9
Monde	2404	2422	150	61	1,0

Source: BP Statistical Review of Global Energy 2001

Tableau 6 Consommation de gaz en Europe (10⁹m³)

	1990	1995	2000
Royaume-Uni	52	70	96
Allemagne	60	74	79
Italie	43	50	64
France	29	33	40
Pays-Bas	34	38	38
Visegrad	31	33	36
Europe	331	381	459

Source: BP Statistical Review of Global Energy 2001

Note: Le Groupe de Visegrad se compose de la République tchèque, la Slovaquie, la Pologne et la Hongrie.

Dans le cas de l'Europe, les préoccupations sont plus lointaines. La production britannique devrait bientôt chuter, tandis que dans les deux autres grands pays producteurs, la Norvège et les Pays-Bas, elle devrait se maintenir à ses niveaux actuels pendant plus d'une dizaine d'années. Cependant, si la demande maintient son rythme de progression, comme tout porte à le croire, de nouvelles sources d'approvisionnement devront être trouvées sous peu. L'Algérie dispose de réserves importantes et

devrait pouvoir accroître sa production, mais sa situation politique n'a pas de quoi inspirer confiance en Europe. Avec le coût de nouvelles installations de gaz naturel liquéfié (GNL) permettant d'acheminer la production de gisements plus éloignés et les difficultés que cela suppose, seule la production de l'ex-Union soviétique paraît accessible, comme celle du Moyen-Orient, avec de nouveaux gazoducs. Pour les dix prochaines années, on peut donc envisager la construction, dans les pays d'Europe centrale, et en République tchèque, en Slovaquie et en Pologne en particulier, de nouveaux gazoducs à grand débit en direction de l'Europe occidentale.

3. La Directive européenne du gaz et sa mise en œuvre

3.1 Structure traditionnelle des sociétés de distribution

Après la seconde guerre mondiale, les compagnies de distribution de gaz, d'électricité et d'eau étaient en général des monopoles régionaux ou nationaux. Parfois, elles étaient intégrées verticalement, ce qui veut dire que le service était assuré par une seule et même entreprise assurant toutes ou presque toutes les étapes de la chaîne de valeur du produit, de la production à la livraison au client final, et elles étaient également propriétaires du réseau. Parfois aussi, la production et la distribution générale (y compris la gestion du réseau régional ou national) étaient assurées par plusieurs sociétés nationales tandis que la gestion des réseaux de distribution locale et la fourniture aux clients finals étaient assurées par d'autres. Toutefois, dans ce cas de figure, les compagnies locales devaient s'approvisionner auprès d'un fournisseur monopolistique. Dans la plupart des cas, les monopoles nationaux étaient presque toujours la propriété de l'Etat tandis que les compagnies régionales dépendaient des collectivités locales.

Devant les difficultés de la coordination, le monopole était considéré comme la seule forme possible d'organisation fiable de ce type de service. Pour autant, beaucoup voyaient dans la structure monopolistique bon nombre d'avantages. Par comparaison avec un marché basé sur la concurrence, par exemple, elle permettait d'optimiser les économies d'échelle et évitait de doubler inutilement les infrastructures. Elle permettait aussi aux pouvoirs publics d'atteindre des objectifs sociaux et économiques plus larges, par exemple de desservir des consommateurs éloignés par un double financement de l'extension du réseau en sollicitant les clients existants, tandis que les choix stratégiques du gouvernement en matière de technologie (le recours au nucléaire, par exemple) ou d'approvisionnement (le gaz naturel, par exemple) pouvaient être menés à bien sans surcoût pour le consommateur.

Pourtant, dans les années 1980, le "marché" a retrouvé la faveur de l'opinion publique alors que les monopoles, et les monopoles publics en particulier, étaient considérés comme inefficaces. Les économies d'échelle suscitaient moins d'engouement et la prise de décision stratégique des gouvernements paraissait secondaire. De plus, l'informatique permettait de coordonner des systèmes complexes comme on n'aurait jamais pu le concevoir auparavant et la coexistence de structures concurrentes devenait possible.

Le programme de privatisation des entreprises publiques de distribution mis en chantier par le Parti conservateur au Royaume-Uni entre 1984 et 1994 a permis la privatisation des télécommunication, du gaz, de l'eau, de l'électricité et des chemins de fer. Si la vente d'avoirs publics au secteur privé n'était pas une nouveauté, le programme britannique de privatisation a entraîné l'apparition d'un nouveau modèle organisationnel plus adapté à la concurrence. Le "modèle britannique" a évolué avec le temps, mais il conserve ses caractéristiques majeures :

- Création d'un marché de gros;
- Le consommateur final a désormais le choix du fournisseur détaillant;
- L'accès des tiers aux réseaux permet aux grossistes comme aux distributeurs détaillants concurrents d'utiliser le réseau.

Une telle évolution exige des changements de structure pour assurer le bon fonctionnement des marchés de gros et de détail. Pour assurer à tous un accès équitable au réseau, sa gestion doit être distincte des activités commerciales. A titre d'exemple, une société qui serait à la fois propriétaire du réseau et fournirait les consommateurs finals aura tendance à se réserver l'accès au réseau, d'où la nécessité d'une gestion distincte des deux activités. Pour garantir un fonctionnement efficace des marchés et éviter que les propriétaires du réseau n'abusent de leur situation de monopole, il faut prévoir un organe de réglementation habilité à fixer les prix des services monopolistiques et à veiller à ce que la concurrence se fasse sur des bases équitables. Le "modèle britannique" est à l'origine de la directive Electricité et de la directive Gaz adoptées, respectivement, en 1996 et 1998 par l'Union européenne.

3.2 La mise en œuvre théorique de la directive

Malgré le besoin imminent de nouvelles sources d'approvisionnement, la politique européenne s'intéresse surtout à la libéralisation de l'industrie du gaz. La Directive européenne sur le gaz a été adoptée en 1998 et aurait dû être transposée dans les législations nationales des Etats membres pour le mois d'août 2000. Elle fut votée dans la foulée de la Directive sur l'électricité de 1996. Leurs lignes de force peuvent être résumées comme suit :

- Tous les consommateurs doivent pouvoir choisir leur fournisseur de gaz et d'électricité;
- Des marchés uniques européens du gros doivent voir le jour dans les secteurs du gaz et de l'électricité;
- Les industries nationales du gaz et de l'électricité doivent être réorganisées pour supprimer toute discrimination au niveau de l'accès aux réseaux de distribution, et
- Des instances réglementaires indépendantes dotées de pouvoirs étendus doivent être mises en place dans chaque pays pour fixer les tarifs monopolistiques, garantir l'accès aux réseaux et surveiller le jeu de la concurrence sur les marchés.

La directive Gaz prévoyait une ouverture progressive du marché de détail du gaz, au rythme de 20% en août 2000, 28% en août 2003 et 33% en août 2008, date à laquelle il devait être procédé à un réexamen de la politique. Or, en 2002, alors que la France et l'Allemagne n'ont toujours pas transcrit la directive dans leurs législations nationales, l'évolution semble avoir été plus rapide que prévu (voir le tableau 7), tous les pays, à l'exception de la France, étant en avance sur le calendrier prévu pour l'ouverture du marché.² La Commission européenne a déposé des propositions d'accélération de l'ouverture des marchés du gaz et de l'électricité à la concurrence.³ Elles prévoyaient notamment pour tous les utilisateurs la possibilité de choisir leur fournisseur dès 2005, un objectif auquel avaient déjà souscrit, à l'époque, huit des onze Etats membres concernés. D'autres propositions avaient pour but de garantir le droit universel à l'énergie, protéger les consommateurs vulnérables et renforcer les droits de tous les consommateurs en matière de transparence des prix et de procédures de recours.

Tableau 7 Calendrier de l'ouverture du marché du gaz dans les pays de l'Union européenne en 2001

	taux d'ouverture en 2001	ouverture totale
Autriche	49	2001
Belgique	59	2005
Danemark	30	néant
France	20	néant
Allemagne	100	2000
Irlande	75	2005
Italie	65	2003
Pays-Bas	45	2004

² La directive ne s'applique pas à la Finlande, la Grèce ni au Portugal dont les marchés du gaz ne sont pas suffisamment développés.

³ Voir <http://europa.eu.int/comm/energy/en/internal-market/int-market.html>

Espagne	72	2003
Suède	47	2006
Royaume-Uni	100	1998

Source: EC: <http://europa.eu.int/comm/energy/en/internal-market/library/report-en.pdf>

3.3 Les obstacles au marché de la concurrence

Dans le cas d'un produit distribué par réseau comme le gaz, l'instauration d'un marché soumis à la concurrence ne peut se limiter à retirer au fournisseur en place les privilèges que lui assure sa position de monopole légal. Plusieurs critères doivent être respectés pour que le marché fonctionne normalement. Parmi ceux-ci :

- Un accès non sélectif au réseau;
- Un organe de réglementation indépendant et efficace qui ne laisse pas les opérateurs monopolistiques abuser de leur position sur le marché et veille au bon fonctionnement des marchés;
- Un marché de gros efficace qui laisse les concurrents accéder aux sources d'approvisionnement;
- Un marché de détail efficace dans lequel le consommateur peut réellement choisir son fournisseur et qui lui permet d'en changer aisément et à peu de frais.

3.3.1 L'accès au réseau

En théorie, la situation idéale est celle où le réseau appartient à une société n'ayant, dans le secteur du gaz, aucune activité commerciale de nature à l'inciter à en limiter l'accès. Cet enseignement a été retiré de l'expérience britannique dans les secteurs du gaz et de l'électricité; or, s'agissant du gaz, seul le Royaume-Uni devrait avoir un exploitant de réseau indépendant. Certains pays se contentent d'imposer des gestions ou des comptabilités séparées à des compagnies intégrées. Il est peu probable que le dégroupage que veut imposer la directive mette fin à l'intégration verticale par laquelle, dans de nombreux pays, des entreprises publiques et privées conservent des intérêts dans la production, la fourniture et la distribution. En réalité, les grandes compagnies comme Ruhrgas et GdF ne cachent pas leur intention de poursuivre leurs activités à toutes les étapes de la chaîne du gaz.

3.3.2 Une réglementation indépendante

La présence d'un organe de réglementation indépendant est vitale pour éviter que les opérateurs monopolistiques abusent de leur position et assurer un fonctionnement normal du marché. Tous les pays envisagent de se doter de terme d'organes de réglementation (souvent compétents à la fois pour le gaz et l'électricité), sauf l'Allemagne qui estime que son office fédéral de la concurrence, le Kartellamt, fera l'office quoique, en avril 2002, le gouvernement allemand ait évoqué la possibilité de créer un tel organe. Cependant, la seule présence d'un organe de réglementation ne suffit pas; encore faut-il qu'il dispose de moyens techniques et financiers et qu'il puisse faire respecter ses décisions. D'autre part, il faut aussi qu'il soit indépendant des entreprises qui seront sous son autorité, même si une mainmise totale du législateur est à éviter. Son indépendance vis-à-vis du gouvernement est une question plus délicate. Ses décisions doivent échapper à toute ingérence politique arbitraire, mais cette instance doit être appelée à répondre de ses actes de manière démocratique et s'il s'avère qu'elle contrevient à sa mission, elle doit pouvoir être démise par le gouvernement. Enfin, même dans le cadre le mieux conçu, il faudra sans doute cinq ans, voir plus, pour qu'une instance de réglementation nouvelle acquière l'expérience nécessaire à son bon fonctionnement.

3.3.3 Un marché de gros efficace

C'est sur ce point que les progrès sont les plus lents. Il a fallu treize ans, depuis la privatisation de British Gas, en 1989, pour voir la création d'un marché de gros du gaz au Royaume-Uni, quoique celui-ci soit encore en pleine évolution. Le problème était que les contrats passés par British Gas avec ses clients couvraient l'essentiel des besoins en gaz de l'ensemble du pays pour de nombreuses années encore, ce qui n'était pas de nature à faciliter l'implantation de concurrents potentiels sur le marché et n'était pas non plus très stimulant pour eux. Le gouvernement britannique trouva la solution en imposant à British Gas de vendre du gaz à ses concurrents au prix qu'il l'avait payé. D'autre part, British Gas fut aussi contraint de réduire sa part de certains marchés dans un délai donné. Cette politique n'a eu d'effet qu'en faisant peser sur British Gas la menace voilée d'un démantèlement complet au cas où elle n'honorerait pas ses obligations. Quoi qu'il en soit, le facteur qui coûta à British Gas sa prédominance sur le marché fut l'effondrement du prix du gaz au Royaume-Uni, qui permit à de nouveaux venus d'acheter du gaz provenant des nouveaux champs de mer du Nord à un peu plus de la moitié du prix payé par British Gas, ce qui leur permit de proposer des prix nettement inférieurs aux siens.

En termes d'ouverture de marché, ce fut un coup de chance qu'il ne faut pas espérer voir se répéter sur d'autres marchés où les fournisseurs en place ont des contrats de fourniture de longue durée. La Commission européenne y voit un problème dans la mesure où, d'après les données dont elle dispose, dans tous les pays à l'exception des deux principaux producteurs (le Royaume-Uni et les Pays-Bas), les besoins en gaz sont pratiquement couverts par des contrats d'importation de longue durée (voir le tableau 8). Le problème est plus aigu dans les pays où on n'entrevoit pas d'accroissement notable de la demande, comme l'Autriche, la Belgique, l'Allemagne et l'Italie. En revanche, des pays comme l'Espagne et le Portugal, où la demande pourrait augmenter rapidement, sont dans une situation plus confortable parce que l'incidence de ces contrats s'y fera moins sentir. Des programmes de "libéralisation du gaz" comme celui imposé par la Grande-Bretagne sont à l'étude, encore faut-il qu'ils s'accompagnent d'une réelle volonté politique.

3.3.4 Un marché de détail efficace

Une condition du fonctionnement du marché de détail est le démantèlement du monopole de fait des compagnies en place. S'agissant des moyens et gros clients, et en particulier des producteurs d'électricité, l'expérience britannique a montré que la chose est faisable, même si elle n'est pas aisée, et à condition que le réseau soit accessible et que ces clients puissent se fournir sur le marché de gros. Du côté de l'offre, les compagnies pétrolières pourraient bien vouloir élargir leurs possibilités en aval en se ménageant un marché pour le gaz qu'elles produisent. Du côté de la demande, les moyens et gros consommateurs peuvent faire jouer la concurrence entre les fournisseurs pour s'approvisionner au meilleur prix. La Commission européenne a publié des chiffres qui montrent qu'au Royaume-Uni, neuf gros utilisateurs sur dix ont changé de fournisseur. Dans les autres pays de l'Union européenne, la proportion est inférieure à deux sur dix, ce qui tend à montrer que la concurrence joue très peu, même chez les gros consommateurs (voir le tableau 9).

Tableau 8 Couverture de la demande par des contrats de longue durée

	Consommation 10⁹ m³	Production int. 10⁹ m³	Importations à long terme 10⁹ m³	% de couverture de la demande par les importations
Autriche	7,3	1,8	6,8	93
Belgique	15,9	0	17,8	+100
Danemark	4,6	8,1	-	-
Finlande	4,1	0	3,4	83
France	42,4	1,7	43,7	+100
Allemagne	83,3	18,7	75,9	91
Italie	68,8	15,9	55,7	81
Pays-Bas	40,9	61,4	8,2	20
Portugal	2,4	0	2,5	+100
Espagne	18,1	0,2	20,3	+100
Suède	1,0	0	1,1	+100

Royaume-Uni97.2

110,1

1,6

2

Source: EC: <http://europa.eu.int/comm/energy/en/internal-market/library/report-en.pdf>

Tableau 9 Taux de changement de fournisseur chez les gros consommateurs de gaz

	taux de changement (en %)
Autriche	<5
Belgique	<5
Danemark	0
France	10-20
Allemagne	<5
Italie	10-20
Pays-Bas	>30
Espagne	5-10
Suède	<5
Royaume-Uni	90

Source: EC: <http://europa.eu.int/comm/energy/en/internal-market/library/report-en.pdf>

En revanche, pour les petits consommateurs, la situation est beaucoup plus complexe. Même en Grande-Bretagne, où le marché de détail du gaz est ouvert à la concurrence depuis plus de quatre ans, British Gas contrôle toujours deux tiers du marché malgré que ses tarifs soient les plus élevés du pays. En règle générale, ceux qui ont choisi de changer se sont adressés à leur société locale de distribution d'électricité. On peut conclure de l'expérience britannique que les petits consommateurs ne s'intéressent guère à la possibilité de changer de fournisseur parce que celle-ci ne leur inspire pas confiance et qu'ils ont du mal à déterminer l'option la plus économique. Sans doute hésitent-ils, pour l'achat de ce qu'ils considèrent comme un produit de base, à rompre avec une compagnie qu'ils connaissent depuis longtemps et en laquelle ils ont confiance. La pratique consistant à prendre les perles pour laisser les pierres, c'est-à-dire ne s'intéresser qu'aux clients rentables, n'a pas été abordée de manière convaincante. Ce genre de situation est propice à l'exploitation des petits consommateurs et amène à se demander s'ils ne seraient pas mieux desservis par un monopole dûment réglementé.

3.4 La mise en œuvre de la directive dans la pratique

Si l'ouverture du marché de détail semble en bonne voie (voir le tableau 10), concrètement, les réalisations sont moins évidentes. Les objectifs de départ étaient modestes; avec une libéralisation d'un tiers du volume des ventes du marché du gaz, il suffisait de donner le choix aux exploitants de centrales électriques ainsi qu'à quelques gros utilisateurs. D'ailleurs, l'ouverture du marché à cinquante pour cent n'aurait pas non plus nécessité de donner le choix à un grand nombre de consommateurs. D'un point de vue pratique, il est beaucoup plus simple de procéder aux changements logistiques (compteurs, procédures de transfert, etc.) qu'implique une politique offrant le choix à un petit nombre de gros clients que de mettre en place les systèmes informatiques d'une extraordinaire complexité sans lesquels on ne peut offrir la même possibilité à des millions de consommateurs. En outre, sur le plan politique, un système qui laisserait le choix du fournisseur aux gros utilisateurs sans offrir la même possibilité aux petits usagers serait difficilement défendable auprès des consommateurs. Les premiers pourraient user de leur poids pour négocier des tarifs privilégiés au détriment des petits utilisateurs.

Tableau 10 Les options de la Directive européenne du gaz

	Accès au réseau	Dégroupage	Réglementation
Autriche	AT négocié	Comptabilité	Ministère
Belgique	AT réglementé	Juridique	Organe de réglementation
Danemark	Combinaison	Juridique	Organe de réglementation
France	Combinaison	Comptabilité	Non décidé
Allemagne	AT négocié	Comptabilité	Kartellamt
Irlande	AT réglementé	Gestion	Ministère
Italie	AT réglementé	Juridique	Organe de réglementation
Pays-Bas	Combinaison	Comptabilité	Organe de réglementation
Espagne	AT réglementé	Juridique	Organe de réglementation
Suède	AT réglementé	Comptabilité	Organe de réglementation

Source: EC: <http://europa.eu.int/comm/energy/en/internal-market/library/report-en.pdf>

Note : Dans le régime d'accès négocié, l'entreprise qui souhaite utiliser le réseau doit négocier avec son propriétaire tandis que, dans le système de l'accès réglementé, elle a le droit de l'utiliser aux tarifs en vigueur.

Même dans des pays comme l'Allemagne, qui sont en avance par rapport aux objectifs d'ouverture du marché, un examen des structures et des mécanismes montrera que la concurrence est loin d'être totale. En l'absence d'organe de réglementation indépendant, les protagonistes doivent s'autodiscipliner sous l'œil du Kartellamt tandis que ne se manifeste aucune volonté politique de changer le régime de propriété du réseau actuellement aux mains de deux ou trois compagnies dominantes. Les nouveaux venus n'ont aucune prérogative sur le réseau; ils doivent négocier leur accès avec ses propriétaires, qui sont aussi leurs concurrents. La Grande-Bretagne et les Pays-Bas ont promis de séparer complètement la gestion du réseau des autres activités économiques. Dans d'autres pays, comme l'Italie, la Belgique et l'Espagne, on voit apparaître de nouvelles entreprises dans lesquelles les compagnies en place ont toutefois de substantielles participations. Du point de vue de la consommation de gaz, les principaux marchés européens sont le Royaume-Uni (dont nous parlerons plus loin), l'Allemagne, l'Italie, la France et les Pays-Bas qui représentent ensemble 84 pour cent de la demande européenne de gaz et la quasi totalité de sa production (voir les tableaux 11 et 12).

Tableau 11 **La demande de gaz dans l'Union européenne (10⁶ TEP)**

	1985	1990	1995	2000
Autriche	4,5	5,2	6,1	7,1
Belgique/Lux	8,4	9,5	10,6	13,4
Danemark	0,6	1,8	3,1	4,5
Finlande	0,8	2,3	2,9	3,4
France	23,3	26,4	29,6	35,6
Allemagne	49,2	53,9	67,0	71,3
Grèce	0,1	0,1	-	1,5
Irlande	2,0	1,9	2,3	3,4
Italie	27,2	39,1	44,9	57,4
Pays-Bas	32,5	31,0	34,0	34,5
Portugal	-	-	-	5,4
Espagne	2,1	5,0	7,5	15,2
Suède	0,1	0,6	0,7	0,8
Royaume-Uni	46,6	47,2	63,5	86,1
Total UE	197,4	224,0	272,2	339,6

Source: BP Statistical Review of Global Energy 2001

Tableau 12 **La production de gaz de l'Union européenne**

	1985	1990	1995	2000
Danemark	1,0	2,8	4,8	7,3
Allemagne	15,7	14,3	14,5	15,2
Italie	12,4	15,6	18,3	15,1
Pays-Bas	64,4	54,5	60,3	51,6
Royaume-Uni	35,7	40,9	63,7	97,3
Total UE	129,2	128,1	161,6	186,5
Norvège	22,8	25,0	28,0	47,2

Source: BP Statistical Review of Global Energy 2001

3.4.1 Allemagne

Dans l'Union européenne, l'Allemagne est le deuxième consommateur de gaz qu'il se procure en Russie (37%), aux Pays-Bas (26%) et en Norvège (14%), le solde provenant de sources autochtones.

L'industrie du gaz est une vieille industrie en Allemagne. La compagnie de loin la plus puissante est Ruhrgas qui détient près de soixante pour cent du marché. Elle était autrefois la propriété de BP et de plusieurs autres compagnies, mais la grande société de distribution d'électricité E.ON a racheté la part de BP et cherche à prendre entièrement le contrôle de Ruhrgas. Le gouvernement fédéral devrait statuer sur l'opportunité de cette opération d'ici à l'été. Les trois autres grands protagonistes sont RWE (l'autre grande compagnie d'électricité), BEB Erdgas (propriété de Exxon et Shell) et Wingas (une coentreprise de BASF et Gazprom). Ces firmes sont également les propriétaires du réseau. En avril 2002, le gouvernement allemand a fait savoir qu'il envisagerait la création au niveau national d'un organe de contrôle du gaz qui reprendrait les fonctions exercées précédemment par le Kartellamt.

3.4.2 Italie

L'Italie est devenue le troisième consommateur de gaz de l'Union européenne avec des volumes qui ont plus que doublé au cours des quinze dernières années. Un tiers du gaz acheté sert à alimenter les centrales électriques tandis que la consommation des ménages se développe. En 2000, on estimait que les sources d'approvisionnement de l'Italie en gaz naturel étaient autochtones à hauteur de 21%, à côté de l'Algérie pour 34%, la Russie, 30%, et les Pays-Bas pour 9%. Elle achète aussi au Nigeria du GNL qu'elle importe via la France en raison de l'échec d'un projet de construction d'un terminal gazier. La première compagnie de gaz d'Italie est le groupe partiellement privatisé du pétrole et du gaz ENI qui a aussi été scindé entre Snam Rete Gas Italia, société chargée de la gestion du réseau, le distributeur détaillant Italgas, tandis que ENI conserve le contrôle de la fourniture en gros à partir de la production locale et des importations. Il faudra encore que de nouveaux opérateurs fassent leur entrée pour que le gouvernement italien voie se concrétiser son objectif qui est qu'aucune compagnie ne détienne plus de la moitié du marché d'ici à 2003. La compagnie d'électricité partiellement privatisée ENEL s'implante agressivement sur le marché du gaz en rachetant des sociétés de distribution. Le secteur du gaz est réglementé par l'Autorita per l'Energia Elettrica e il Gas qui exerce à la fois son contrôle sur le gaz et l'électricité.

3.4.3 France

L'essentiel du gaz consommé en France provient de Norvège, de Russie et d'Algérie et, dans de moindres proportions, du Royaume-Uni et des Pays-Bas. Comme c'est également le cas dans le secteur de l'électricité, Gaz de France (GdF) est l'entreprise d'Etat qui contrôle le marché du gaz; elle est propriétaire de la quasi totalité du réseau et a le monopole de l'importation et de la distribution. Les propositions consistant à scinder et privatiser GdF ne sont guère avancées et suscitent une vive opposition politique. Le réseau, qui est actuellement la propriété de l'Etat qui le loue aux opérateurs (GdF et TotalFinaElf qui en exploite un petit segment), est en voie d'être vendu à ces derniers. La mise en place d'une instance de contrôle du secteur est tributaire de la transcription de la Directive européenne du gaz dans la loi française, ce qui ne pourra se faire avant les élections présidentielles qui se tiendront cette année.

3.4.4 Pays-Bas

Les Pays-Bas ont été les premiers en Europe occidentale à découvrir d'immenses réserves de gaz dans leur sous-sol au début des années 1960. Le pays est toujours un exportateur net de gaz et, une fois épuisés, ses champs gaziers pourront resservir pour le stockage de gaz, ce qui est rare en Europe occidentale. La première firme du pays est Gasunie que contrôlent Exxon (25%), Shell (25%) et l'Etat néerlandais (50%). Gasunie est propriétaire du réseau et est en position dominante sur le marché de gros. Les compagnies locales, généralement aux mains des collectivités locales, se chargent de la distribution quoique, depuis quelques années, on assiste à une consolidation qui ne laisse plus en place que quelques sociétés ayant aussi des activités dans les secteurs de l'eau et de l'électricité. En avril 2002, le gouvernement néerlandais a proposé de scinder Gasunie en une entreprise publique monopolistique chargée de la gestion du réseau et deux entreprises commerciales, Shell étant

propriétaire de l'une et Exxon de l'autre. Le secteur est réglementé par le conseil de surveillance du gaz et de l'électricité, DTe.

3.4.5 Autres pays

En Belgique, le marché est presque totalement aux mains de Distrigaz (propriété du groupe Suez) qui contrôle le marché de gros. Le même schéma se retrouve dans le secteur de l'électricité où le principal exploitant, Electrabel, dépend aussi du groupe Suez. Le dégroupage de Distrigaz pourrait inciter Shell à se défaire de sa participation dans le nouvel opérateur de réseau de transport (ORT) pour faire cavalier seul dans la commercialisation.⁴ En Espagne, Gas Natural est le propriétaire du réseau ainsi que le premier fournisseur de gaz du pays. Ses actionnaires sont la compagnie pétrolière espagnole Repsol (47%) et la banque La Caixa (26%). Elle prévoit de vendre 65% de sa participation dans l'opérateur de réseau Enagas.

3.5 Facteurs stratégiques

Si la Commission est consciente des obstacles auxquels se heurte la mise en place d'un système de marché sur le plan pratique, elle n'a toujours pas apporté de réponse à la question de fond qui est de savoir si un marché du gaz ouvert à la concurrence permettrait d'approvisionner les consommateurs dans de meilleures conditions qu'un monopole. Elle semble partir du postulat qu'un marché concurrentiel ne suppose aucun coût ou que, si coût il y a, celui-ci sera nécessairement inférieur aux bénéfices que suppose cette option. En revanche, les éléments traditionnels de la politique énergétique – la sécurité de l'approvisionnement et la mission de service public – semblent figurer au second rang de ses préoccupations.

3.5.1 Sécurité de l'approvisionnement

Depuis le début de la libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité, ceux des principaux combustibles fossiles ont connu une stabilité inaccoutumée. Or, il serait illusoire de s'imaginer que ce calme durera éternellement. Le marché du gaz d'Europe occidentale semble être à un tournant et il faut s'attendre à ce qu'il devienne de plus en plus dépendant de ses sources d'approvisionnement extérieures. La production britannique (le Royaume-Uni est le premier producteur européen et le troisième producteur mondial) a probablement atteint un plafond. Quelle qu'ait pu être la politique envisagée avant la privatisation pour faire face à une situation de pénurie, elle a incontestablement été abandonnée tandis qu'au rythme de production actuel, le Royaume-Uni ne dispose plus que de sept années de réserves. Bien que les productions de la Norvège et des Pays-Bas puissent encore se maintenir une dizaine d'années à leurs niveaux actuels, elles ne devraient plus augmenter beaucoup. Or, la demande ne cesse de progresser, ce qui veut dire que les importations vont devoir augmenter. L'Algérie et la Russie pourraient accroître sensiblement leur production mais, d'un point de vue stratégique, il ne serait pas inutile de diversifier les sources d'approvisionnement. Deux grandes options se présentent : le gaz naturel liquéfié (GNL) en provenance de pays comme le Nigeria ou les Etats du Golfe ou l'acheminement par gazoduc depuis le Moyen-Orient. Cependant, l'expérience britannique a montré que le marché libre ne se préoccupe guère de stratégie. Dans un marché libre, la compagnie dont l'activité repose sur plusieurs contrats de fourniture ne survivra pas longtemps face à celle qui achète au meilleur prix sans se soucier de la sécurité de l'approvisionnement. On voit mal comment, dans un marché concurrentiel, consentir les lourds investissements qui s'imposeront pour acheminer ces nouvelles productions jusqu'en Europe occidentale.

3.5.2 Mission de service public

⁴ De Financieel Economische Tijd, November 28, 2001, Shell Belgique envisage de vendre sa participation dans Distrigaz

Bien que des obligations de service public soient inscrites dans le texte de la Directive européenne sur le gaz, il n'en reste pas moins que marché libre et équité sociale sont des notions incompatibles. Garantir aux consommateurs pauvres une fourniture raisonnable de gaz naturel à des prix comparables à ceux que paient des clients plus aisés et plus intéressants sur le plan commercial est une préoccupation étrangère au marché libre. L'expérience britannique a montré que, s'agissant des petits consommateurs, ce sont les plus fortunés qui bénéficient des tarifs les plus bas tandis que les abonnés à prépaiement sont beaucoup moins bien lotis qu'avant la privatisation. On voit se profiler partout en Europe des compagnies de distribution polyvalentes offrant aux consommateurs un ensemble de services englobant les services d'utilité publique traditionnels auxquels viennent s'ajouter des services financiers, la télédistribution, etc.

3.5.3 Extension du réseau

Dans certains pays européens comme le Royaume-Uni et les Pays-Bas, le réseau couvre l'ensemble du territoire et presque tous les consommateurs qui souhaitent être raccordés le sont. Dans beaucoup d'autres, par contre, la distribution de gaz naturel à grande échelle n'a démarré qu'il y a une quinzaine d'années, comme c'est le cas en Espagne, en Italie et même en France, et des investissements lourds restent à consentir pour raccorder tous les consommateurs. En Finlande, en Grèce et au Portugal, le réseau public reste très limité. Dans le passé, les prolongements de réseau se faisaient de manière très efficace en recourant au mécanisme de l'interfinancement faisant appel aux consommateurs. Ce système ne peut fonctionner dans un marché libre. L'extension du réseau n'est possible que pour des clients à rentabilité immédiate, une centrale électrique par exemple, mais pas pour des consommateurs qui y auraient pourtant droit pour de simples raisons d'équité.

3.5.4 Coût de la concurrence

S'agissant de nombreux biens et produits, le coût de la concurrence est modeste par rapport aux avantages qu'on peut en retirer et peut par conséquent être tenu pour négligeable. Par contre, dans une industrie de réseau, ils est relativement élevé. La conclusion logique était, autrefois, qu'une structure monopolistique était la formule la moins onéreuse pour la gestion d'une industrie de réseau parce qu'elle optimisait les économies d'échelle et limitait le dédoublement des infrastructures. A l'heure actuelle, ces avantages ne sont plus pris en compte et sont considérés comme secondaires. Bien que les avantages de la concurrence soient, en principe, facilement quantifiables, ses coûts sont multiples et pas toujours évidents. A titre d'exemple, la mise en place des réseaux informatiques nécessaires pour permettre aux petits consommateurs de choisir leur fournisseur d'électricité a coûté quelque 730 millions de livres sterling. En bref, l'abonné britannique va devoir payer 30 livres sur cinq ans pour le privilège de choisir son fournisseur d'électricité, qu'il le fasse ou non. De même, le logiciel qu'il a fallu concevoir pour les marchés de gros du gaz et de l'électricité est d'une complexité extraordinaire et très onéreux. La concurrence suppose aussi un risque et, dans des industries à forte intensité de capital, comme celles de l'électricité et du gaz, ce risque doit être compensé par des taux de rendement du capital plus élevés. A titre d'exemple, dans le passé, les compagnies de distribution pouvaient investir en tablant sur un taux de rendement net du capital de 5 à 10 pour cent. Dans un marché concurrentiel, ce taux devra être de 15 pour cent ou plus, et ce supplément de coût sera inévitablement répercuté sur le consommateur.

4. Structures et stratégies des entreprises

4.1 Fusions, acquisitions et restructurations

Depuis la promulgation des Directives européennes sur l'électricité et le gaz, les firmes européennes du secteur de l'énergie ont connu une vague de restructurations (voir le tableau 13). La seule

restructuration véritablement imposée par les directives européennes est le dégroupage des opérateurs de réseau de transport (ORT), même si celle-ci se limite à une séparation sur le plan comptable, laquelle n'est par ailleurs qu'un aspect de la restructuration d'une entreprise. L'élément le plus marquant a été la série de fusions et d'acquisitions qui ont touché l'industrie allemande de l'énergie, ont permis à RWE et E.ON de consolider leurs positions et ont eu des répercussions sur les autres compagnies du secteur dans toute l'Europe.

Les compagnies de gaz et d'électricité étendent maintenant leurs activités pour couvrir les deux secteurs. Le meilleur exemple est celui de l'offre de rachat de Ruhrgas par E.ON, mais on en trouve d'autres dans les mesures prises par Enel et ENI (en Italie) et Endesa et Iberdrola (en Espagne) pour s'implanter dans le secteur où ils n'avaient pas encore d'activités. Au Royaume-Uni, avec l'ouverture du marché, les fournisseurs de gaz vendent maintenant de l'électricité et vice-versa et proposent souvent des contrats mixtes. Parfois, cette combinaison était déjà en place, comme c'était le cas de Fortum, en Finlande, fruit de la fusion de IVO et Neste en 1996, chez Tractebel, propriétaire d'Electrabel et de Distrigaz, et pour le partenariat existant entre Electricité de France (EdF) et Gaz de France (GdF) qui comporte énormément de postes communs. Les plus grandes de ces entreprises s'aventurent aussi dans d'autres secteurs d'utilité publique, comme l'eau et les déchets. RWE et E.ON cherchent à s'implanter dans l'eau, tandis que RWE est déjà très présente dans le traitement des déchets. Pour sa part, ENI/Italgas s'engage dans le secteur de l'eau tandis que Suez est déjà un acteur international confirmé dans les secteurs de l'eau et des déchets (voir le tableau 14).

Tableau 13 Les compagnies de gaz des pays de l'Union européenne

Pays	ORT et propriétaire	Fourniture et distribution
Autriche	OMV	OMV,
		Compagnies de distribution locales
		Ruhrgas
Belgique	Distrigas (Suez-Tractebel)	Distrigas
		Intercommunales de distribution (avec Tractebel)
Danemark	Dong	Dong
Finlande	Gasum	Gasum
France	GdF	GdF
Allemagne		Ruhrgas
		E.ON
		RWE
		Wingas
Italie	SNAM Rete	SNAM, Italgas (ENI)
		Enel, Montedison
Pays-Bas	Gasunie	Gasunie, sociétés de distribution municipales
Espagne	Enagas	Enagas
		Endesa
		Iberdrola
Royaume-Uni	Transco (Lattice)	Centrica
		Eastern (TXU), London (EdF), Powergen (E.ON), Innogy (RWE), Scottish Power, Scottish & Southern

Tableau 14 Liens avec le secteur de l'électricité et d'autres secteurs

Groupe		Activités dans le secteur du gaz	Activités dans le secteur de l'électricité	Autres sociétés de distribution

E.ON	D	E.ON Energie <i>Ruhrgas</i>	E.ON Energie	Eau (Gelsenwasser), Télécommunications
RWE	D	RWE Gas	RWE Energie	Eau (Thames Water); Déchets (RWE Entsorgung)
GdF	F	GdF	<i>EdF</i>	
Suez/Tractebel	F/B	Distrigaz	Electrabel	Eau (Ondeo/Lyonnaisse); Déchets (Sita), Télécommunications
Fortum	FIN	Gasum	IVO	
ENI	I	Italgas/Snam	Enipower	Eau (Eniacqua)
Enel	I	Enel Gas	Enel	Télécommunications (Energie éolienne)
Nuon	N	Nuon, etc.	Nuon	Eau (Casal)
Endesa	E	Endesa gas	Endesa	Télécommunications (Auna), Eau (Interagua etc)
Iberdrola	E	Iberdrola gas	Iberdrola	
Centrica	Royaume- Uni	British Gas	Centrica	Télécommunications (One-Tel)

Tandis que, d'un côté, les compagnies d'électricité étendent leurs activités au gaz et vice-versa, de l'autre, elles se défont de celles ne relevant pas de la distribution. Ainsi, RWE et E.ON se retirent de la fabrication et les compagnies pétrolières, souvent très présentes dans les activités en aval, vendent leurs filiales spécialisées dans la vente de gaz. Le signe le plus marquant de cette tendance est la décision de BP de vendre sa participation dans Ruhrgas à E.ON et il sera intéressant de voir si Shell et Exxon conservent les parts qu'elles détiennent dans Gasunie.

On assiste actuellement à l'apparition de quelques petites firmes qu'on peut qualifier de « généralistes » et qui assoient de plus en plus leur position sur les marchés européens, voire mondiaux. La Commission européenne semble ne rien avoir à redire à cette évolution bien que le fait d'une concentration du secteur entre les mains de quelques compagnies pourrait comporter le risque d'une situation d'oligopole contraire aux règles de la concurrence, une situation que les directives européennes cherchent précisément à éviter (voir le tableau 15).

Tableau 15 Les 10 plus grandes compagnies de l'énergie d'Europe (2000/2001)

	Firme	Ventes d'électricité en TW/h	Ventes de gaz en TW/h
1	Gasunie		794
2	Snam		695
3	E.ON	318	350
4	Ruhrgas		582
5	Centrica	21	560
6	Gaz de France		522
7	Electricité de France	491	
8	RWE	255	220
9	Enel	244	
10	Vattenfall	141	

Source: Metz, communication personnelle

4.2 Péripiétés et dimension internationale de la restructuration

Cette restructuration est parfois le résultat de décisions dans lesquelles le gaz n'est pas le critère majeur. La fusion des deux compagnies de distribution allemandes RWE et VEW, par exemple, est le fruit de considérations liées au marché de l'électricité; pourtant, elle a conduit à créer une compagnie de gaz de grandes dimensions (voir la figure 1). C'est également ce qui s'est passé à l'occasion du rachat de Powergen par E.ON, l'arrivée de cette dernière sur le marché britannique du gaz étant une retombée d'un rachat dans le secteur de l'électricité. En Italie, en revanche, la fusion entre Enel et

Camuzzi était le résultat de la volonté de la première de s'implanter dans le secteur du gaz en plus de celui de l'électricité.⁵

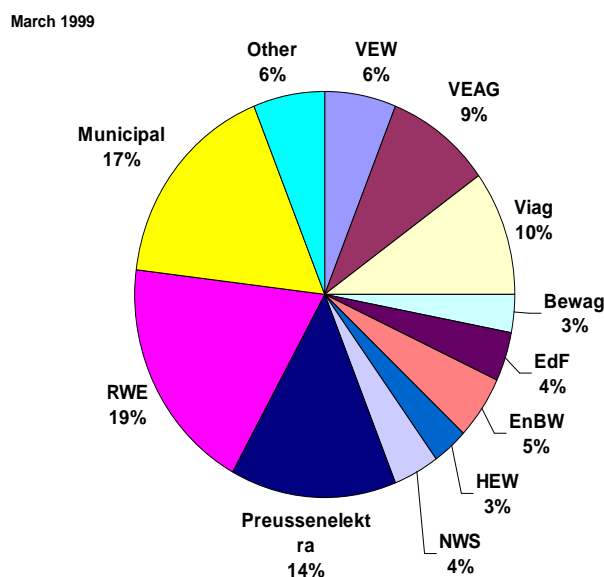
La dimension internationale de cette démarche apparaît dans les opérations conclues entre ENI et Iberdrola (Espagne). ENI a pris une participation dans la firme espagnole Iberdrola Gas, à la fois directement et par le truchement de sa participation à hauteur de 33 pour cent dans le groupe portugais de l'énergie Galpenergia. De son côté, Iberdrola a racheté 10 pour cent d'Enipower, filiale de l'électricité d'ENI en Italie. Pour sceller cette union, la filiale d'ENI dans le secteur du gaz, SNAM, a obtenu d'Iberdrola un contrat de quinze ans pour la fourniture, chaque année, d'un milliard et demi de mètres cubes de gaz à deux nouvelles centrales électriques en Espagne.⁶

Tableau 16 Sociétés gérantes de réseau de transport contrôlées par des multinationales

Pays	Société de transport	Actionnaire multinational	Pays d'origine	% de parts détenus	Date de l'achat
République tchèque	Transgas	RWE	Allemagne	97%	Janvier 2002
Slovaquie	SPP	Ruhrgas	Allemagne	49%	Mars 2002
		GdF	France		
		Gazprom	Russie		
Slovénie	Geoplin	Ruhrgas	Allemagne	5.2%	-

Les rachats de compagnies de gaz par des multinationales d'un autre pays de l'Union européenne sont moins fréquents que dans le secteur de l'électricité. Une exception vient des offres d'achat lancées par RWE sur des compagnies de distribution de gaz néerlandaises. C'est surtout en Europe centrale que les rachats ont été les plus nombreux, des firmes de pays de l'Union européenne ayant pris le contrôle des sociétés de distribution de la République tchèque et de Hongrie puis, au cours des derniers mois, des sociétés de transport de République tchèque et de Slovaquie (voir le tableau 16).

Figure 1 L'électricité en Allemagne – libéralisation et concentration



Source: Bower et al, Energy policy, Oct 2001

⁵ Il Sole 24 Ore 17/10/01 "All 'ENEL il 40% della Camuzzi" (Enel rachète 40% de Camuzzi)

⁶ Financial Times, October 4 2000 'ENI blazes trail into Spain'.

4.3 Présence du secteur public

Si les firmes privées sont le principal moteur de la restructuration, le secteur public conserve néanmoins une présence, et pas seulement dans le cas d'entreprises publiques comme GdF. A la suite des changements occasionnés par la fusion entre RWE et VEW, des municipalités allemandes, qui détenaient une part importante du capital de VEW, sont maintenant actionnaires de RWE Gas à hauteur de vingt pour cent. Aux Pays-Bas, une compagnie d'électricité municipale, Essent, a proposé à une filiale de Gasunie spécialisée dans la distribution une coentreprise axée sur le marché international. Au Royaume-Uni, Centrica est en coentreprise à cinquante pour cent avec une intercommunale belge en vue de la mise sur pied d'une société de distribution d'électricité, Luminus, qui sera responsable des ventes en Belgique et étudiera une expansion sur les marchés internationaux.

4.4 Incidence sur l'emploi

Cette section analyse l'incidence sur l'emploi dans l'industrie du gaz de divers pays. Comme le montre le tableau 17, la situation des trois plus grands pays européens diffère sensiblement de l'un à l'autre (l'expérience britannique est analysée en détail à la section 5).

Tableau 17 Evolution de l'emploi depuis 1997/98

	Avant	Récemment	Base	Source
Allemagne	42,000 (1998)	36,000 (2001)	Secteur (RWI est)	RWI
France	24825 (1998)	28105 (2000)	GdF (uniquement France)	GdF
Royaume-Uni	31,222 (1997)	32,264 (1999)	Transco+Centrica (hors international et AA)	Ecotec

4.4.1 France

L'emploi chez GdF a sensiblement progressé entre 1998 et 2000, compte non tenu de l'impact de l'expansion de l'entreprise sur les marchés internationaux. Cette évolution est la conséquence d'une augmentation de la demande et de l'extension du réseau, mais aussi sans doute de la mise en place du régime des trente-cinq heures et des accords signés par GdF et EdF avec les syndicats en matière de créations d'emplois et de protection de l'emploi.

4.4.2 Allemagne

En Allemagne, l'emploi dans le secteur a chuté de six mille unités (14%) entre 1999 et 2001, période coïncidant avec la libéralisation du marché. Ce fut aussi l'époque des fusions et acquisitions qui ont débouché sur la création de RWE et E.ON, ce qui veut dire que ce recul ne peut être imputé directement ni totalement à la libéralisation. Des dégraissages ont aussi eu lieu dans le secteur public en prévision de la libéralisation, comme à Cologne où GEW a ramené le nombre des postes de 3.100 en 1994 à 2.500 en 2001 (-19%), principalement pour préparer l'ouverture du marché. Quoiqu'il en soit, les suppressions d'emplois ont été beaucoup plus nombreuses dans l'électricité que dans le gaz, passant de 162.000 unités en 1998 à 130.000 en 2001 (-20%). RWI estime que l'abaissement des prix de l'énergie résultant de la libéralisation de l'électricité a entraîné une hausse du PIB de 0,14%, ce qui a eu pour effet de créer 20.000 emplois de plus que ceux perdus du fait de la restructuration.

4.4.3 Italie – Italgas

A moyenne échéance, Italgas voudrait réduire ses effectifs de 6% l'an sur la période 2000-2003. Elle a déjà fortement augmenté sa productivité en accroissant le rapport client-salarié de 25% dans les quatre années qui ont suivi 1996.

Nombre de clients par salarié

1996	1997	1998	1999	2000
619	649	676	699	758

4.4.4 Belgique – Distrigaz

Distrigaz a réduit ses effectifs de 131 unités (13%) dans les trois années qui ont suivi 1998 en invoquant la pression de la concurrence : "Dans ces conditions et afin de garantir aux actionnaires un rendement comparable à celui des années précédentes, Distrigaz a une fois encore consenti beaucoup d'efforts en 2000 au niveau des coûts et de sa structure en renégociant ses contrats d'achat de longue durée, par un recours accru aux achats au comptant et en améliorant sa productivité." Tractebel a regroupé Electrabel et Distrigaz dans une nouvelle division appelée Electricity and Gas Europe chargée de l'ensemble des opérations commerciales et des achats. Cette restructuration, baptisée "Transform 2003", devrait produire des synergies qui permettront de supprimer des emplois, un peu comme une fusion. Elle prévoit une réduction de ses effectifs de 1.700 unités et a entraîné un conflit ouvert avec les syndicats. Des grèves ont été annoncées, mais les employeurs ont obtenu un jugement les interdisant au motif d'entrave au droit au travail des sous-traitants.

Salariés (moyenne an.) 1998-2001 = -13%

1998	1999	2000	2001
1.011,2**	991,7**	979	880*

*Nouvelle Distrigaz et Fluxsys combinées : Distrigaz RP 27.2.2002

4.5 Profils de quelques sociétés de distribution de gaz et d'électricité

4.5.1 Ruhrgas⁷

Ruhrgas domine le secteur du gaz en Allemagne. Ses activités à l'étranger se concentrent dans la Baltique et l'Europe centrale. Elle a des participations dans des compagnies de gaz de Suède, de Finlande, de Lettonie, d'Estonie, de Pologne, de Hongrie, de République tchèque et de Slovénie. Elle détient 5% de la société russe Gazprom (voir plus loin).

en millions d'euros

Année			Ventes	Bénéfices	Salariés	Enveloppe salariale	Salaire annuel moyen	Bénéfice annuel par salarié
2000	Total		10.518	399	9.455	556	58.805	42.200
2000	Région	Allemagne	9.184	347	2.581	231	89.500	134.444

Un document publié par Ruhrgas stipule qu'"Elle se développe progressivement en une compagnie de gaz européenne intégrée, étendant ses activités dans son secteur ainsi que sur les marchés en aval tout en prenant des participations en amont. Ses activités vont du transport du gaz à la distribution locale et régionale, sans oublier la production. Ses activités en aval s'exercent principalement en Europe, et en

⁷ Ruhrgas est actuellement (mai 2002) contrôlée par plusieurs sociétés de portefeuille qui sont à leur tour contrôlées par de grandes compagnies pétrolières comme Exxon, Shell et BP. Ces sociétés de portefeuille font actuellement l'objet d'une offre amicale d'achat de E.ON, une des deux grandes compagnies d'électricité allemandes. Si le Kartellamt autorise l'opération, cela voudra dire qu'en Allemagne comme en Europe centrale, l'électricité comme le gaz seront aux mains des deux mêmes sociétés, RWE et E.ON.

particulier en Allemagne, tandis que parmi ses participations en amont figure Gazprom, premier producteur mondial de gaz naturel, ainsi que les champs gaziers du secteur britannique de la mer du Nord." (site Internet de Ruhrgas)

En 2000, Ruhrgas AG a acheté du gaz dans le cadre de contrats à long terme à la Russie (35%), la Norvège (26%), aux Pays-Bas, 16%) et au Royaume-Uni (6%) en plus de son approvisionnement autochtone (17%). Certains de ces contrats courent jusqu'en 2030 et couvrent une part importante des besoins de ses clients allemands et étrangers. Ruhrgas fait partie du consortium Ruhrgas/Gazprom/GdF qui a racheté la société slovaque de transport SPP en mars 2002. Ruhrgas détient aussi 5% du capital de la société de transport slovaque Geoplin. Elle a des participations dans des sociétés de distribution de gaz en République tchèque et en Hongrie.

4.5.2 E.ON

en millions d'euros

Année		Ventes	Bénéfices	Salariés	Enveloppe salariale	Salaire annuel moyen	Bénéfice annuel par salarié
2001	Total	79.664	3.553	151.953	6.909	45.468	23.382
2001	Energie	18.449	1.571	39.560	39.712		
2000	Total	93.240	6.802	186.788	36.416		

E.ON est une des deux plus grandes compagnies d'électricité d'Allemagne ainsi qu'un important distributeur de gaz. Par ailleurs, elle est de plus en plus présente en Europe, dans l'électricité comme dans le gaz. Elle a lancé une offre pour prendre une part de contrôle dans Ruhrgas, ce qui en ferait la première compagnie de gaz d'Europe centrale. E.ON est elle-même le résultat de la fusion de Bayernwerk et de Preussenelektra. Elle a fondé son expansion sur des rachats dans le secteur de l'électricité dont, tout récemment, le rachat du producteur britannique Powergen, mais aussi dans celui du gaz. E.ON a des intérêts dans l'électricité et le gaz en République tchèque et en Hongrie depuis 1995. En République tchèque, toutes ses participations sont situées dans les mêmes régions.

4.5.3 RWE

en millions d'euros

Année		Ventes	Bénéfices	Salariés	Enveloppe salariale	Salaire annuel moyen	Bénéfice annuel par salarié	
2001	Total		62.878	2.238	169.979	7.189	42.293	13.166
2001	Secteur	Energie	22.461	1.987	59.737	33.262		
		dont gaz	3.335					
Ventes de gaz à l'étranger (10⁶ kWh)			2000/01	1999/2000	Evolution en %			
Clientèle privée et commerciale			30.853	16.346	88,7			
Entreprises clientes			5.801	5.341	8,6			
Principaux clients			18.555	665	2.690,2			
Sociétés de distribution d'électricité			55.333	-				
Ventes de gaz			30.932	4.502	587,1			
Total			141.474	26.854	426,8			

RWE est une des deux plus grandes compagnies d'électricité d'Allemagne et est aussi devenue le deuxième distributeur de gaz du pays à la suite du rachat de VEW et de l'absorption de la compagnie de gaz WFG. Elle compte environ 1,7 million de clients en Allemagne (220 TW/h) et près de 2 millions à l'étranger (60 TW/h). Elle s'est implantée sur le marché néerlandais du gaz par le jeu des

acquisitions. En 2000, elle a racheté la N.V. Nutsbedrijf Haarlemmermeer (NBH) qui dessert la ville de Haarlemmermeer. En avril 2002, elle a obtenu le feu vert pour le rachat de 90% d'Obragas, qui dessert la province de Noord-Brabant, dans le sud du pays. Elle dessert 16 municipalités et quelque 188.000 abonnés pour un volume annuel de 7,4 milliards de kW/h de gaz naturel, ses ventes ayant pratiquement atteint 162 millions d'euros en 2001. Elle projette aussi de racheter Intergas N.V. Oosterhout, ce qui lui donnerait une part d'environ 7% du marché néerlandais.

RWE s'est attaquée avec vigueur au marché du gaz d'Europe centrale et orientale. Sa présence dans la région vient essentiellement du rachat, en janvier 2002, de 97% du transporteur tchèque Transgas et de prises de participation d'environ 50% dans les huit plus grandes sociétés de distribution du pays. Elle a déjà des participations dans quelques compagnies de distribution de gaz hongroises assurant 20% de la distribution dans le pays et en a également pris dans trois distributeurs polonais.⁸ RWE est devenue une grande multinationale de l'eau en rachetant la société britannique Thames Water. Elle est aussi la troisième firme d'Europe spécialisée dans le traitement des déchets.

4.5.4 Gaz de France

GdF est une société publique de distribution de gaz étroitement liée à son homologue du secteur de l'électricité, EdF, toutes deux ayant la même stratégie de croissance (les deux entreprises utilisent souvent le même personnel en France et remettent souvent des offres communes pour des projets à l'étranger). GdF compte plus de 9,6 millions d'abonnés en France et 1,5 million à l'étranger. Par le biais de ses filiales, elle est présente dans une vingtaine de pays sur tous les continents. Contrairement à beaucoup d'autres compagnies de gaz, GdF n'a pratiquement aucune source d'approvisionnement propre. Elle voudrait développer sa présence dans la production et les activités en amont (à l'étranger) et aussi développer ses activités dans la cogénération et le gaz naturel pour véhicules, tant en France qu'à l'étranger.

millions d'euros

	Année		Ventes	Bénéfices	Salariés	Enveloppe salariale
	2001	Total	14.400	1.767		

Elle a déjà des activités dans la distribution du gaz en Allemagne, par sa participation de 38% dans la société de distribution berlinoise Gasag, et avec EMB, un distributeur de Potsdam, dans le Land de Brandebourg, ainsi qu'au Portugal, avec Portgas, dans le nord du pays. En Autriche, GdF et EdF détiennent ensemble 25% de la société de holding Estag, un producteur et distributeur d'électricité et de chauffage urbain qui est également distributeur de gaz naturel et compte 500.000 abonnés dans la province de Styrie. Récemment, GdF s'est aussi implantée dans les pays d'Europe centrale et orientale par le truchement du consortium Ruhrgas/Gazprom/GdF qui a racheté 49% du slovaque SPP. Elle a aussi des participations dans le capital de sociétés de distribution de République tchèque et de Hongrie (où les investissements de GdF coïncident avec ceux d'EdF dans l'électricité).

4.5.5 ENI/SNAM/Italgas

Italgas

millions d'euros

Année	Ventes	Bénéfices	Salariés
2000	3.215	433	11.027
1999	2.698	275	11.468

ENI est une ancienne société de holding publique de l'énergie en partie privatisée. Elle est propriétaire à 100% de SNAM, la société italienne de distribution de gaz dont l'opérateur de réseau Rete Gas est

⁸ Financial Times Deutschland February 19, 2002: RWE Gas renforce sa présence en Pologne.

une entreprise dérivée. La SNAM détient à son tour, avec ENI, 40% du capital de la société de distribution de gaz Italgas, maintenant cotée en bourse. Elle assure la distribution de gaz dans 1.465 municipalités italiennes. Italgas est présente sur la scène internationale, principalement dans les Balkans. ENI s'est implantée dans la région en 1995 par une prise de participation dans le capital de la compagnie de distribution slovène Adriaplin. La même année, Italgas acquérait des parts du distributeur hongrois Tigaz. En 2000, Italgas a remporté le marché de la privatisation des concessions de distribution de gaz des villes de Salonique et de Thessalonique, en Grèce. ENI est également très présente dans le reste de la région et notamment par une série de contrats avec la Croatie pour l'acheminement du gaz d'Algérie. L'expansion du groupe à l'étranger se fait par le truchement d'Italgas et de la SNAM. En 2001, les activités de la SNAM à l'étranger représentaient 36% du volume des ventes de gaz du groupe, dont une part de contrôle dans le distributeur régional de gaz hongrois Tigaz. Italgas voudrait racheter d'autres sociétés de distribution de gaz, principalement en Grèce, en Pologne, en Croatie et en Turquie.

4.5.6 Suez/Tractebel/Distrigaz

Distrigaz était la société belge de distribution de gaz disposant d'un monopole de fait sur l'approvisionnement. Elle a un vaste terminal gazier installé dans le port de Zeebrugge. Elle est contrôlée majoritairement par Tractebel, la division de l'énergie du groupe Suez. Tractebel détient aussi la majorité d'Electrabel, premier producteur d'électricité de Belgique. Suez a aussi des participations dans beaucoup d'intercommunales de distribution de gaz de Belgique. Distrigaz a été scindée en deux entités, la nouvelle Distrigaz et Fluxsys, afin de se conformer aux termes de la directive européenne. Suez a rapproché Electrabel et Distrigaz dans un nouveau département appelé "Electricité et Gaz Europe" (EGE). Tractebel s'est implanté ailleurs en Europe, dans le secteur de l'électricité, par le biais d'Electrabel, mais moins dans le gaz, bien qu'on lui prête l'intention de racheter des distributeurs de gaz en Pologne.

4.5.7 Endesa

Endesa détient actuellement 6% du marché espagnol du gaz naturel et 4,2% du marché libéralisé (le gaz naturel représente 75% de l'ensemble du marché). Elle voudrait augmenter sa part du marché libéralisé en la portant à 15% d'ici à 2006. Elle revendique déjà la place de deuxième fournisseur de gaz de la péninsule ibérique, avec plus de quatre millions d'abonnés en Espagne et au Portugal. Endesa Gas dessert les îles Baléares, les provinces d'Aragon, de Castille-Léon, d'Extremadure et Valence et est au stade préparatoire de la distribution dans les îles Canaries. Au Portugal, elle distribue dans les régions d'Oporto et de Setubal par le biais de ses participations dans Portgas et Setgas.

4.5.8 Iberdrola

Iberdrola s'est lancée dans la commercialisation et la vente de gaz à des consommateurs industriels après l'ouverture du marché, en octobre 2001, et elle a obtenu, cette année-là, 25% du gaz d'Algérie proposé par l'Etat par le biais de marchés publics. Fin 2001, elle a obtenu 2,5% du marché libéralisé, son objectif étant d'atteindre les 20% d'ici 2006. Elle va se rapprocher nettement de son objectif cette année avec l'entrée en service de ses premières centrales en cycle combiné qui deviendront ses plus gros consommateurs de gaz naturel. L'ouverture du marché du gaz à tous les consommateurs au mois de janvier 2003 va aussi contribuer au développement d'Iberdrola dans ce secteur.

4.5.9 Centrica

Centrica s'est étendue sur les marchés internationaux par le rachat de 50% dans la société de gestion belge Luminus. Elle assure – sans être propriétaire - la production d'électricité et de gaz et la gestion des réseaux, mais c'est Luminus qui se charge de la vente.

4.6 Compagnies pétrolières et gazières

On peut distinguer d'une part Gazprom et, de l'autre, les compagnies pétrolières occidentales. Gazprom voudrait investir dans l'industrie gazière d'Europe occidentale, à la fois pour contribuer à garantir le marché du gaz qu'elle produit et pour valoriser ses exportations. La libéralisation des marchés du gaz a poussé les compagnies pétrolières occidentales, en particulier Shell, Exxon et BP, à s'impliquer en aval dans le secteur du gaz.

4.6.1 Gazprom

Gazprom détient 23,5% des réserves prouvées de gaz du monde entier et représente 8% du PIB de la Russie. Ses activités couvrent l'exploration, le traitement, le transport et la commercialisation du gaz. Elle fournit du gaz aux pays de la Communauté des Etats indépendants et aux pays baltes (l'ex-URSS) ainsi qu'à 25 pays européens. Récemment, Gazprom a constitué une alliance stratégique avec la multinationale pétrolière Shell pour pouvoir accéder plus facilement aux crédits étrangers. De même, elle a signé d'importants contrats avec ENI et Ruhrgas (qui détient 5% du capital de Gazprom qu'il a payés 660 millions de dollars et négocie actuellement le rachat de 1,5% supplémentaire).

Gazprom a pris le contrôle total ou partiel des sociétés de transport de gaz de la plupart des pays limitrophes de la Russie, parfois en acceptant des parts de capital à titre de remboursement de leurs dettes, et elle participe à des coentreprises ailleurs. Sa politique consiste à essayer d'étendre ses débouchés vers l'Ouest et son gazoduc traversant la Pologne fait partie de cette stratégie. Gazprom est en partie propriétaire du gazoduc qui relie la Belgique et le Royaume-Uni.

Il faut s'attendre à ce que Gazprom tente de bloquer la ratification de la Charte internationale de l'énergie par son pays parce qu'elle aurait pour effet de desserrer son emprise sur les gazoducs russes ainsi que sur le marché intérieur et les marchés à l'exportation. Pour Gazprom, la charte l'obligerait à ouvrir son réseau de gazoducs à travers la Russie et en direction de l'Europe au gaz meilleur marché en provenance du Kazakhstan et du Turkménistan, bien que le Secrétariat de la Charte conteste cette analyse. Selon lui, l'accès obligatoire des tiers est explicitement exclu du traité ainsi que du protocole sur le transport actuellement en négociation.

4.6.2 Compagnies pétrolières occidentales

Une diversification en aval élargirait les possibilités des compagnies pétrolières occidentales et contribuerait aussi à préserver les marchés de leurs réserves de gaz. En Grande-Bretagne, les compagnies pétrolières contrôlent le marché de détail de la fourniture de gaz aux gros consommateurs mais, malgré des rumeurs d'éventuels rachats de sociétés en aval, comme Centrica, aucune initiative marquante n'a été constatée en Grande-Bretagne. En Allemagne, BP semble contente d'échanger ses participations dans Ruhrgas contre les activités pétrolières et gazières en amont de E.ON. Il sera intéressant de voir si Exxon et Shell conservent leurs participations dans BEB Erdgas en Allemagne et dans les sociétés qui contrôlent Gasunie aux Pays-Bas.

5. L'expérience de la libéralisation et la privatisation du gaz au Royaume-Uni

British Gas, privatisée en 1986, était une société monopolistique de distribution de gaz totalement intégrée desservant l'Angleterre, de pays de Galles et l'Ecosse.⁹ Elle fut la seconde grande entreprise de service public privatisée dans le cadre du programme Thatcher, après la vente de British Telecom (BT) en 1984. British Gas ne correspondait pas au stéréotype de l'entreprise nationalisée inefficace et déficitaire que le gouvernement Thatcher entendait véhiculer. Au contraire, elle faisait d'importants bénéfices et était généralement considérée dans le public comme très performante, ayant bâti sa réputation sur l'adaptation sans faille du réseau au gaz naturel au début des années 1970, à l'époque de l'abandon du gaz produit à partir du charbon ou du pétrole. Pour comprendre l'évolution de l'industrie gazière, il y a lieu de scinder la période qui suit en quatre phases : la privatisation, la période 1986-93 pendant laquelle British Gas était toujours un monopole de fait, la période 1994-96 pendant laquelle l'industrie gazière britannique a été restructurée pour affronter la concurrence et l'après-1997 lorsque l'industrie du gaz s'est réellement ouverte à la concurrence.

5.1 Le processus de privatisation

Lors de la privatisation de l'industrie des télécommunications, en 1984, un réel effort a été fait pour favoriser l'émergence d'un marché concurrentiel avec la création de Mercury, concurrent direct de BT. Cependant, avec le retard pris par la privatisation de British Airways, celle de British Gas a dû se faire dans l'urgence parce que, le Trésor britannique escomptant des recettes de la privatisation, la défaillance de l'une dût être compensée par l'accélération de l'autre pour apporter de l'argent frais au gouvernement.

La direction de British Gas a combattu, avec succès, pour éviter un éclatement de la compagnie. La campagne qu'elle a menée avait le soutien du public en raison de l'image de marque dont bénéficiait British Gas. De ce fait, il n'était plus guère possible de démanteler le secteur pour y imposer une structure compétitive. De nouvelles entreprises pouvaient, certes, s'implanter sur le marché dans le cadre de l'accès des tiers négocié imposé par la législation, mais rares étaient ceux qui pensaient que cela suffirait à stimuler la concurrence face à une entreprise jouissant d'une telle position dominante. Une nouvelle autorité de contrôle, en la personne de James McKinnon au poste de directeur général de l'approvisionnement gazier, assisté de l'Office of Gas Supply (Ofgas), fut mise en place avec pour mission de stimuler la concurrence. Or, la Grande-Bretagne avait, à l'époque, peu d'expérience de la réglementation d'un secteur indépendant et Ofgas ne pouvait compter que sur une poignée d'employés, tous issus du ministère de l'énergie. Dans ces conditions, le public n'attendait guère de la nouvelle autorité de contrôle qu'elle ait une influence réelle sur l'industrie.

Comme ce fut le cas pour la plupart des privatisations réalisées au Royaume-Uni, celle de British Gas s'est faite par une émission de titres plutôt que par la vente à une entreprise existante. Le gouvernement s'est réservé une part de blocage, ce qui voulait dire que l'entreprise ne pourrait être rachetée sans son accord. Cette forme de privatisation implique que le gouvernement détermine lui-même la valeur de l'entreprise plutôt que de laisser ce soin au marché. Cependant, cela garantissait l'intégrité de British Gas et son maintien dans des mains britanniques, et le choix fut fait de vendre les titres dans le public. British Gas fut vendue en novembre 1986 pour un montant de 5,6 milliards de livres, le cours du titre augmentant, à la première séance, d'un tiers, ce qui signifiait un bénéfice plantureux pour ceux qui avaient pu en obtenir (l'émission avait été souscrite quatre fois).

5.2 1986-93 : British Gas conserve sa position dominante

⁹ En 1986, le gaz naturel n'était pas distribué en Irlande du Nord.

Le succès de la campagne menée par la direction de British Gas pour empêcher son éclatement lui a fait croire qu'elle pourrait conserver son monopole de fait et prendre les décisions stratégiques au niveau national sur l'utilisation des ressources. Elle a notamment continué à acheter suffisamment de gaz pour approvisionner l'ensemble du marché britannique sur la base de contrats de longue durée avec les exploitants des champs de la mer du Nord et a poursuivi sa politique de "premium use", c'est-à-dire qu'elle ne vendait qu'à des consommateurs pour lesquels le gaz représentait une valeur sûre, comme les ménages et les consommateurs industriels ayant besoin d'un combustible très propre. Cette politique était en vigueur, avec l'accord du gouvernement, depuis les premières livraisons de gaz naturel en provenance des champs gaziers britanniques, dans les années 1970. Le gaz était vendu pour la production de chaleur à des prix très bas mais sur la base de contrats permettant les interruptions, ce qui permettait à British Gas d'équilibrer la production en écrêtant la demande en phase de pointe par des interruptions de la fourniture aux clients concernés. Cependant, cette politique a mis British Gas en conflit avec les gros consommateurs, jaloux des tarifs préférentiels proposés à cette catégorie de clientèle.

Par ailleurs, l'autorité de contrôle commençait à s'irriter des tentatives de British Gas pour bloquer le processus d'introduction de la concurrence qu'elle était censée promouvoir. De ce fait, une série d'enquêtes menées par des instances réglementaires officielles telles que la commission antitrust du gouvernement, la Monopolies and Mergers Commission (MMC) et l'Office of Fair Trading ont conduit au démantèlement de British Gas. A partir de 1993, British Gas a également relevé ses objectifs de rentabilité, ce qui a entraîné de nombreuses compressions d'effectifs dans les quatre années qui ont suivi.

En 1989, la MMC a recommandé à British Gas de :

- publier les tarifs pratiqués pour les gros consommateurs;
- ne pratiquer aucune discrimination entre les consommateurs ni en fonction de l'utilisation faite du gaz;
- ne pas absorber plus de 90% de la production des champs de gaz du secteur britannique de la mer du Nord;
- publier des informations plus détaillées sur ce que ses concurrents payeraient pour utiliser son réseau.

Il restait cependant le problème que, British Gas s'étant engagée par des contrats de longue durée à absorber toute la production du secteur britannique de la mer du Nord, ses concurrents pouvaient difficilement trouver les fournisseurs sans lesquels ils ne pourraient s'implanter sur le marché. Pour remédier à ce problème, l'Ofgas demanda à British Gas de mettre à la disposition de la concurrence suffisamment de gaz pour lui permettre de reprendre 30% de sa part de marché pour octobre 1993. British Gas le fit sur la base d'un accord d'opération de report par lequel elle fournissait à ses concurrents du gaz qui lui serait remboursé sous la forme de livraisons ultérieures. A cette époque, la privatisation du secteur de l'électricité avait débouché sur une nouvelle demande de gaz naturel pour la production d'électricité. Jusqu'en 1990, les centrales n'étaient pas autorisées à utiliser du gaz mais, dans les dix-huit mois qui suivirent la privatisation, les producteurs passèrent des contrats pour la construction de nouvelles centrales au gaz pour un volume de 10 GW (ce que les Britanniques appelèrent "la course au gaz"). Cette évolution assura aux compagnies pétrolières un débouché à long terme qui leur permit de mettre en exploitation de nouveaux champs destinés à alimenter ces centrales.

C'est l'autorité de contrôle, dont les effectifs avaient entre-temps augmenté, qui fixait le prix que British Gas devait se facturer elle-même et facturer à ses concurrents pour ses services de monopole, comme par exemple l'utilisation du réseau. Dans les cinq premières années qui suivirent la privatisation, les prix réels ont dû diminuer de deux pour cent l'an. Rétrospectivement, on peut dire que cet objectif était très modeste étant donné qu'il s'agit là d'un rythme tout à fait supportable pour les industries les plus matures et que les investisseurs privés avaient acquis British Gas à un coût ne

représentant qu'une part minimale de ses actifs. Par contre, en 1992, l'autorité de contrôle imposa une cadence de réduction des prix de quatre pour cent l'an.¹⁰

En 1993, un deuxième rapport de la MMC recommanda la scission complète de British Gas en une société de réseau monopolistique et une société commerciale et réclama un nouvel abaissement de sa part de marché dans le secteur industriel à 44% maximum pour les très gros usagers et 55% pour les usagers moyens. Dans l'ensemble, le gouvernement était d'accord avec ces recommandations. Pourtant, il n'exigea pas un partage des avoirs entre le réseau et l'exploitation commerciale, mais plutôt une scission interne telle qu'elle retirait tout intérêt au maintien des deux activités sous la même direction. Le gouvernement imposa aussi d'élargir la concurrence dans le marché de détail à tous les usagers dans un délai de deux ans à compter de 1996.

5.3 1994-96 : Démantèlement de British Gas

La période allant de 1994 à 1996 a été marquée par trois grands événements. Le premier fut l'ouverture du marché aux usagers consommant plus de 2.500 unités thermiques de gaz par an et la préparation de l'introduction de la concurrence pour les consommateurs privés. Celle-ci devait démarrer en 1996 et être chose faite en 1998. Le deuxième fut l'impact sur British Gas de l'effondrement des cours du gaz de la mer du Nord et l'apparition d'un excédent dans les volumes faisant l'objet de ses contrats de fourniture. Cette évolution a fait que British Gas s'est retrouvé avec un excédent de gaz acheté à des prix bien supérieurs à ceux que pouvaient obtenir les nouveaux venus sur le marché. Il y eut ensuite les adaptations internes auxquelles British Gas a dû procéder pour séparer ses activités monopolistiques de celles soumises à la concurrence. En 1996, le problème des coûts non amortis et la rigueur de la scission interne ont eu pour effet que British Gas s'est sentie obligée de consommer le divorce en faisant de sa division commerciale une société indépendante.

La mise en place de la concurrence sur le marché industriel s'est faite tout simplement, en obligeant British Gas à réduire sa part de marché sous la menace d'un démantèlement complet de l'entreprise. British Gas n'avait rien en commun avec les nouvelles entreprises faisant leur entrée sur le marché pour la concurrencer. Seul le prix intéresse les clients industriels et British Gas n'avait qu'à vendre son gaz à ses concurrents à un prix qui aurait pour effet de les déstabiliser. Une telle politique n'a rien de bon pour le marché privé. Heureusement pour le gouvernement, les douze compagnies de distribution d'électricité privatisées voulaient toutes se diversifier dans le gaz, ce qui assura la présence d'une concurrence lors de l'ouverture du marché, en 1996.

En 1994, plusieurs facteurs ont fait baisser les prix du gaz de la mer du Nord, notamment :

- Les mesures excessives de stimulation de l'exploration prises par le gouvernement en 1987 et
- Les retards dans la construction de centrales électriques commandées en 1990 qui ont privé le gaz de débouchés.

A l'époque, aucun gazoduc ne reliait la Grande-Bretagne à l'Europe continentale. Cela avait l'avantage de garantir la sécurité d'approvisionnement du Royaume-Uni étant donné que tout le gaz produit était destiné à son marché. Cela permettait aussi à la Grande-Bretagne de pratiquer des prix du gaz relativement indépendants des cours du pétrole (contrairement au reste de l'Europe), ses consommateurs étant de la sorte moins exposés aux caprices des prix du pétrole. En revanche, cela signifiait aussi que, si l'offre dépassait la demande, les excédents pouvaient difficilement être écoulés et qu'ils devaient être vendus à des prix "sacrifiés".

Alors que la "course au gaz" battait son plein en 1990, le prix du gaz était supposé être au niveau le plus bas qu'il pourrait jamais atteindre. Or, en 1995, il s'effondra à près de la moitié de son niveau de 1990. British Gas se retrouva alors avec des quantités de gaz achetées pour les dix années à venir à des

¹⁰ Il devait, au départ, s'agir d'une réduction de cinq pour cent l'an, mais le gouvernement la ramena à quatre pour cent pour compenser, auprès des actionnaires, la perte de parts de marché que British Gas allait devoir subir à l'époque.

prix près de deux fois supérieurs à ceux du marché. Elle était donc en position de faiblesse face à ses concurrents qui pouvaient très facilement proposer des tarifs très inférieurs aux siens en se fournissant à des prix beaucoup moins élevés. C'est cet effondrement des cours qui a réellement provoqué l'ouverture du marché industriel et British Gas s'est pratiquement retirée de ce marché. Elle a dû constituer des réserves pour effacer l'impact de ces contrats ruineux et, en 1996, British Gas travaillait à perte.

En 1996, British Gas décida de scinder ses activités commerciales et la gestion du réseau et, en 1997, elle éclata pour donner Centrica, la firme qui assure la vente du gaz aux clients finals, et BG plc, une entreprise de beaucoup plus grande envergure gérant le réseau, les activités en amont dans le gaz et toutes les activités en dehors du Royaume-Uni.

5.4 Après 1997 : L'ouverture du marché à la concurrence

L'éclatement de British Gas fut mal perçu hors de l'industrie. Centrica, l'opérateur de détail, pouvait continuer ses activités au Royaume-Uni, comme British Gas, ce qui veut dire que la clientèle n'a pas remarqué de changement. Quoi qu'il en soit, les contrats non amortis lui occasionnaient de lourdes pertes et, pour avoir une chance de survivre, il lui fallait disposer d'un champ de gaz suffisamment rentable. Les experts financiers s'attendaient à un rachat de Centrica à brève échéance. Pour sa part, BG ne souffrait pas des contrats non amortis et se révélait une entreprise rentable. Sa principale difficulté était de répondre aux critères de plus en plus rigoureux de son organisme de contrôle en matière de coûts monopolistiques. Pour ajouter à la confusion, à l'étranger, BG pouvait encore se présenter sous le nom de British Gas.

Le réseau de gazoducs que BG gérait au Royaume-Uni dans des conditions définies par la loi représentait plus de 75% de son chiffre d'affaires et plus de 80% de ses bénéfices en 1997, mais cette activité n'avait plus aucune perspective de croissance - l'ensemble du territoire britannique étant couvert – et menaçant d'être encore plus réglementée par la suite. Cette éventualité se concrétisa très vite lorsque, après un réexamen quinquennal, l'autorité de contrôle obligea BG à réduire ses prix réels de 21% en 1997 puis de 2% par an pour les quatre années suivantes. Ces pressions amenèrent très vite BG à envisager de nouveaux découplages de ses activités et, en 2001, elle créait une entreprise indépendante, Lattice, pour reprendre la gestion du réseau. L'autorité de contrôle voudrait maintenant que Lattice soit elle-même scindée en 12 sociétés régionales de distribution à basse pression à côté d'une société nationale assurant la distribution à haute pression. Cette structure est copiée sur celle du secteur de l'électricité et, à dire vrai, les racheteurs des réseaux régionaux de gaz pourraient aussi avoir des intérêts dans les réseaux régionaux d'électricité.

Les autres activités de BG, à savoir l'exploration et la production à l'étranger et les activités en aval hors du Royaume-Uni, se sont considérablement développées depuis 1997, mais on ne peut plus dire que BG soit encore une société de service public britannique. Elle est en concurrence avec des multinationales du pétrole et du gaz et pourrait très bien faire l'objet d'une opération de rachat de l'une d'elles.

Depuis sa création, Centrica a connu des résultats dépassant les prévisions. S'appuyant sur l'image de marque de British Gas, elle a réussi à conserver une part importante du marché résidentiel, ce qui était assez inattendu parce que le problème des contrats non amortis signifiait que ses nouveaux concurrents (les douze sociétés de distribution régionale) pouvaient s'approvisionner en gaz à un prix à peine supérieur à la moitié de ce que devait payer Centrica et offrir des remises de 25% par exemple sur ses tarifs tout en réalisant encore un bénéfice confortable. Or, on s'attendait à ce que des remises de cette importance poussent les petits consommateurs à changer de fournisseur en masse. Pourtant, une série de facteurs ont fait qu'ils n'ont guère été plus de dix pour cent à franchir le pas. Parmi ces facteurs, citons :

- une méconnaissance, dans le public, des démarches à faire pour changer de fournisseur;
- une mauvaise publicité provoquée par des pratiques de vente déloyales et
- un attachement inattendu au nom British Gas.

Centrica a finalement choisi d'annuler ses contrats non amortis et elle achète maintenant son gaz à des prix comparables à ceux de ses concurrents. Si cette issue fut favorable pour Centrica, elle pose néanmoins un problème à l'autorité de contrôle. Centrica reste en position dominante sur le marché de la consommation privée de gaz même si ses tarifs sont plus élevés que ceux de ses concurrents.¹¹ Les consommateurs résidentiels qui ne souhaitent pas changer régulièrement de contrat pour profiter des tarifs les plus avantageux sont à la merci des fournisseurs qui pourront réaliser de plantureux bénéfices sur leur dos. Centrica

met progressivement sur pied un service intégré qui lui permet de proposer aux particuliers tout un éventail de services allant de l'électricité aux télécommunications en passant par les cartes de crédit; elle a même racheté la première société britannique de dépannage automobile, AA. Désormais à l'abri d'un risque de faillite (qui la menaçait pendant ses deux premières années d'existence), elle pourrait néanmoins faire l'objet d'une opération de rachat de la part d'une des grandes multinationales de distribution généraliste qui se mettent en place, comme RWE ou E.ON.

Du point de vue des ressources, la situation du Royaume-Uni a considérablement évolué. Un gazoduc le reliant au continent a été mis en service en 1998, ce qui veut dire qu'il ne peut plus fixer ses prix comme il l'entend et que les cours du gaz sont beaucoup plus nerveux que précédemment en raison de leur indexation sur les cours du pétrole. Les champs gaziers et pétroliers de la mer du Nord ont atteint le maximum de leurs capacités de production. La production de pétrole plafonne et celle de gaz devrait aussi connaître dans les prochaines années une forte baisse. Fait sans précédent, la Grande-Bretagne va devoir composer avec le risque d'instabilité des fournisseurs des autres pays européens, c'est-à-dire l'Algérie, la Russie et, dans un avenir proche, le Moyen-Orient.

5.5 Comparaison avec les industries du gaz d'autres pays d'Europe occidentale

Un des objectifs majeurs d'une réforme de l'industrie du gaz est de la rendre plus performante. Il est donc intéressant de procéder à des comparaisons entre l'industrie britannique, totalement libéralisée, et celles des autres pays européens, qui le sont moins, afin de voir si le résultat recherché a été effectivement atteint. Hélas, ce genre de comparaison ne permet pas d'aboutir à des conclusions définitives pour deux raisons. Premièrement, les industries du gaz d'Europe sont difficilement comparables en raison de différences de contexte géographique. L'approvisionnement d'un grand pays à faible densité de population sera généralement plus coûteux que dans un petit pays tandis qu'un pays où l'industrie est peu développée, de même que son réseau de distribution, présentera de moins bons résultats qu'un autre où le marché du gaz est arrivé à maturité. Ensuite, les politiques d'emploi des compagnies gazières auront un impact visible sur la productivité de la main-d'œuvre. A titre d'exemple, le personnel d'une entreprise qui sous-traite bon nombre d'activités semblera plus productif que celui d'une autre qui fait moins appel à la sous-traitance.

Tableau 18 Productivité des industries du gaz en Europe

	Nombre de clients (x10 ⁶)	Consommation totale PJ	Nb. salariés (en 2001)	Salariés/ 1.000 clients	Salariés/ consommation
Autriche	1,2	283	2908	2,4	10,3
Belgique	2,5	622	4021	1,6	6,5
Allemagne	17,4	3250	41165	2,4	12,7
France	10,7	1655	28000	2,6	16,9
Italie	15,6	2682	30000	1,9	11,2
Pays-Bas	6,6	1593	9550	1,4	6,0
Royaume-Uni	21,0	3789	43138	2,0	11,4
UE 15	70,8	15318	166243	2,3	10,9

Source: Eurogas : <http://www.eurogas.org/site/ftp/Annual%20Report%202000.pdf>

¹¹ Les statistiques de l'autorité de contrôle montre que, s'agissant des particuliers liés par un contrat global de fourniture de gaz et d'électricité, Centrica est presque partout le fournisseur le plus cher.

Le tableau 18, qui illustre la productivité mesurée par salarié pour mille abonnés, fait apparaître de grands écarts de productivité entre les petits pays, comme la Belgique et les Pays-Bas, qui semblent les plus efficaces, et d'autres, comme la France et l'Allemagne, dont la productivité est moindre. Ces chiffres se confirment lorsque la mesure retenue est celle du nombre d'unités de gaz consommées par salarié. Dans tous les cas, l'industrie britannique s'avère moins performante que son homologue italienne. Si cette méthode ne permet pas de tirer des conclusions, elle ne prouve pas non plus qu'une industrie privatisée et libéralisée soit moins productive qu'une autre opérant en situation de monopole, que celui-ci soit public ou privé.

5.6 Les enseignements de l'expérience britannique

5.6.1 La mise en place du régime de concurrence

Ce n'est pas l'arrivée sur le marché de firmes privées qui est à l'origine de l'avènement d'un marché concurrentiel dans l'industrie du gaz. Dans le cas des moyens et gros consommateurs, elle fut le résultat d'une disposition réglementaire imposant à British Gas de céder une part de son marché sous la menace d'un démantèlement forcé. L'effondrement des cours du gaz de la mer du Nord, en 1995, fut un nouveau coup du sort qui réduisit toute l'influence de British Gas sur ce secteur. Pour créer les conditions de la concurrence il fallait séparer la gestion du réseau des autres activités commerciales, de sorte que les concurrents de British Gas puissent avoir accès au réseau dans les mêmes conditions qu'elle et que British Gas ne puisse financer ses activités commerciales par ses activités monopolistiques pour prendre l'avantage sur ses concurrents. Maintenant que Centrica a délaissé le marché des moyens et gros consommateurs, le jeu de la concurrence s'exerce relativement bien pour ceux-ci, grâce à la présence d'un éventail relativement large de fournisseurs concurrents et à la possibilité qu'ont les clients de changer régulièrement de fournisseur en fonction des prix. Les principaux fournisseurs sont maintenant les grandes multinationales du pétrole et du gaz.

La situation est différente pour les petits consommateurs. Ceux-ci ont en effet montré peu d'empressement à changer de fournisseur, même à la perspective de réductions alléchantes. C'est peut-être qu'ils attachent davantage de prix au nom qu'au tarif pour un achat qu'ils jugent important ou qu'ils se disent qu'ils ne pourront peut-être pas trouver le contrat le plus avantageux du marché. Si les consommateurs ne changent pas de fournisseur pour le critère du prix, le jeu de la concurrence s'en trouvera faussé et ne servira plus d'aiguillon pour les entreprises. Mais, avant tout, il reste que les problèmes sociaux provoqués par la libéralisation restent sans réponse. Dans un marché où les opérateurs ne sont pas tenus d'offrir des conditions abordables au consommateur, qu'est-ce qui les empêche de ne plus s'intéresser qu'aux clients les plus rentables en faisant payer le prix fort aux plus pauvres ?

5.6.2 Questions liées à l'emploi

Lorsque, jusqu'en 1997, British Gas était pratiquement le seul acteur de l'industrie britannique du gaz, il était facile de tenir des statistiques de l'emploi (voir le tableau 19). Par contre, les opérateurs se sont multipliés depuis et, pour beaucoup, le gaz ne représente qu'une part de leurs nombreuses activités. D'autre part, ces entreprises ne sont pas tenues de publier des statistiques de l'emploi relatives à leurs activités dans le secteur du gaz au Royaume-Uni. A titre d'exemple, les fournisseurs de gaz au détail sont des départements de compagnies d'électricité elles-mêmes contrôlée par des groupes internationaux comme EDF ou Texas Utilities. Cependant, dans les années qui ont précédé 1997, plusieurs facteurs se sont fait jour. Premièrement, la privatisation n'a pas, en soi, provoqué d'importantes pertes d'emplois dans le secteur, une situation qui s'explique par quatre facteurs prépondérants jusqu'en 1993 au moins :

- British Gas était relativement bien gérée avant la privatisation;

- elle a été privatisée par le biais d'une émission de titres plutôt que par un rachat, ce qui veut dire que les actionnaires n'ont pas fait pression pour réclamer une amélioration des résultats justifiant le rachat;
- les prix qu'elle a été autorisée à pratiquer pour ses activités monopolistiques ne l'ont pas contrainte à se rationaliser et
- elle a conservé un monopole de fait dans ses activités commerciales, ce qui l'a dispensée d'un effort de compression de ses coûts.

Tableau 20 L'emploi chez Centrica (1999-2000)

Nombre moyen de salariés au cours de l'année	2000	1999
Fourniture d'électricité (Grande-Bretagne)	8 800	7 285
Fourniture d'électricité (Amérique du Nord)	83	–
Services aux particuliers	8 759	8 386
Services routiers	7 730	2 145
Services financiers	1 961	567
Télécommunications	111	–
Divers	861	1 217
	28 305	19 600
Grande-Bretagne	27 936	19 532
Amérique du Nord	83	–
Reste de l'Europe	286	68
	28 305	19 600

Source: Centrica Annual Report and Accounts (2000)

Lorsqu'il a été mis fin au monopole des activités commerciales et que les activités monopolistiques ont été de plus en plus réglementées, les pertes d'emplois ont commencé à se multiplier et l'emploi dans l'industrie a reculé de près de la moitié en quatre ans à peine. On peut difficilement déterminer la part de responsabilité imputable aux diverses causes habituelles. La rationalisation n'y est certainement pas pour rien, mais d'autres causes ne sont pas à écarter non plus, comme le recours à la sous-traitance, le ralentissement d'activités pouvant être considérées comme non obligatoires, comme la recherche et le développement par exemple, tandis que d'autres étaient simplement la conséquence de pertes de parts de marché dans les activités commerciales. Après le démantèlement de British Gas, en 1997, les niveaux d'emploi se sont stabilisés malgré une demande en forte progression (voir les tableaux 20, 21 et 22).



Tableau 19 British Gas (1986-96)

	1985/86	1986/87	1987/88	1988/89	1989/90	1990/91	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Chiffre d'affaires (10 ⁶ £)	7687	7610	7364	7526	7983	9491	10485	10254	10386	9698	8601	9453
Gaz, UK	7593	7421	7140	7169	7361	8135	8626	8376	8202	7526	6512	7081
E&P	94	189	224	357	622	978	980	995	1219	1161	1268	1491
Gaz, monde						378	879	883	965	1011	821	881
Résultat d'exploitation (10 ⁶ £)	706	1001	1053	1120	1095	1249	1268	1103	(310)	987	583	(182)
Gaz, UK	731	982	1029	1078	946	917	953	753	(732)	579	291	(492)
E&P	(25)	19	24	42	149	264	190	213	260	289	441	555
Gaz, monde						68	125	137	162	119	(149)	(245)
Bénéfice avant impôts (10 ⁶ £)	782	1062	1008	1054	1051	1556	1469	846	(613)	918	617	(237)
Charges exceptionnelles (10 ⁶ £)	0	0	0	0	0	0	0	320	1683	0	83	1138
Emploi	91876	88469	84587	81832	80481	81805	84540	84023	79358	69971	55382	43106
R&D (10 ⁶ £)	76	74	77	80	75	86	90	89	80	75	66	54

Notes

1. Les bénéfices sont calculés en livres courantes.
2. L'emploi correspond au nombre moyen de salariés en poste au cours de l'année au Royaume-Uni et à l'étranger.
3. Depuis 1991, l'exercice comptable coïncide avec l'année civile. On constate donc quelques chevauchements entre les chiffres de 1990/91 et ceux de 1991.

Source: Rapports et comptes annuels.

Tableau 21 Résultats financiers de BG plc – 1996-99 (x10⁶ £)

	1996	1997	1998	1999		
Chiffre d'affaires	4383	4300	4474	4787		
Transco	3324	3071	3032			
BG Storage	192	172	157			
E&P	591	710	823	836		
Activités en aval à l'étranger	257	261	393			
Autres	199	212	205			
Transactions entre entreprises du groupe	(180)	(126)	(136)			
Résultat d'exploitation			787	1201	1570	1591
Transco	919	1007	1198	1160		
BG Storage	46	32	33	(8)		
E&P	(24)	118	161	220		
Activités en aval à l'étranger	72	27	64			
Autres	(226)	17	114			
Bénéfice avant impôts	(295)	1235	1227	1202		
Charges exceptionnelles	1138	0	0	0		
Emploi	22073	19705	18894			

Notes

1. Les bénéfices sont calculés par la méthode du coût historique indexé.
2. Pour 1997, BG a payé 514 millions de livres d'impôts sur les bénéfices exceptionnels.
3. L'emploi ne tient pas compte des activités abandonnées par Centrica et est le chiffre moyen de l'ensemble de l'année.
4. Depuis 1999, il n'est plus possible de ventiler les activités comme auparavant, sauf pour E&P.

Source: Rapports et comptes annuels.

Tableau 22 Résultats financiers de Centrica – 1997-2000 (x10⁶ £)

	1997	1998	1999	2000
Chiffre d'affaires	7842	7481	7217	9933
Fourniture d'électricité (UK)	7192	6784	6386	8390
Fourniture d'électricité (USA)	-	-	-	267
Services	467	526	730	1211
Détail	183	169	83	-
Télécoms	-	-	-	1
Autres	2	18	64	
Résultat d'exploitation	(660)	214	428	522
Fourniture d'électricité (UK)	(339)	248	461	544
Fourniture d'électricité (USA)				8
Services	(82)	4	8	60
Détail	(47)	(31)	(25)	-
Télécoms	-	-	-	(49)
Autres	(7)	(16)	(24)	
Bénéfice avant impôts	(623)	167	268	438
Charges exceptionnelles	835	211	136	14
Emploi	15423	16427	19600	28305

Notes

1. Les bénéfices sont calculés par la méthode du coût historique indexé.
2. Centrica a payé 192 millions de livres (y compris postes exceptionnels) d'impôts sur les bénéfices exceptionnels en 1997; ce montant est repris dans les charges exceptionnelles.

Source: Rapports et comptes annuels.

6. Les industries du gaz d'Europe orientale

6.1 République tchèque

La première compagnie gazière tchèque est Transgas dont les activités vont de l'importation et l'achat en gros à la vente et la distribution. Elle tire les deux tiers de ses recettes de redevances sur le l'acheminement du gaz de Russie jusqu'en Europe occidentale. Le pays compte huit sociétés régionales de distribution. Transgas a été créée en 1998 par la fusion de deux entités qui existaient précédemment et elle était, à l'époque, la propriété de l'Etat. En janvier 2002, le gouvernement tchèque a donné son accord à la vente de 97% des parts de Transgas au groupe allemand RWE pour un montant de 3,64 milliards de dollars. Le rachat a été approuvé au mois de mai par l'office tchèque de la concurrence (UOHS). Cette opération donne aussi à RWE des participations dans les huit sociétés de distribution que contrôlait auparavant le Fonds national de propriété, en général à hauteur de cinquante pour cent du total (voir le tableau 23).

Tableau 23 Qui contrôle les compagnies de gaz tchèques ?

Entreprise	Secteur	Société-mère	Taux (%)
FGN	Gaz	Ruhrgas	100
JCP Jihoceska Plynarenska	Distribution de gaz	Communes	33.99
JCP Jihoceska Plynarenska	Distribution de gaz	E.ON Energie	12.87
JCP Jihoceska Plynarenska	Distribution de gaz	Oberoesterreichische Ferngas	5.55
JCP Jihoceska Plynarenska	Distribution de gaz	RWE	46.7
JMP Jihomoravska Plynarenska	Distribution de gaz	E.ON Energie	35.5
JMP Jihomoravska Plynarenska	Distribution de gaz	GdF (France)	2
JMP Jihomoravska Plynarenska	Distribution de gaz	Ruhrgas	1.19
JMP Jihomoravska Plynarenska	Distribution de gaz	RWE	50.11
JMP Jihomoravska Plynarenska	Distribution de gaz	SPP Bohemia	2.33
Linde Technoplyn	Gaz	Linde	100
PP Holding	Distribution de gaz	Communes	52
PP Holding	Distribution de gaz	Ruhrgas	24
PP Holding	Distribution de gaz	RWE	
PP Prazeska Plynarenska	Distribution de gaz	Communes	25.6
PP Prazeska Plynarenska	Distribution de gaz	Ruhrgas	12.05
PP Prazeska Plynarenska	Distribution de gaz	RWE	61.73
Prometheus (Cz)	Gaz	Prager Gaswerke	50
Prometheus (Cz)	Gaz	RWE	50
SCP Severoceska Plynarenska	Distribution de gaz	GdF (France)	1.14
SCP Severoceska Plynarenska	Distribution de gaz	RWE	50.23
SCP Severoceska Plynarenska	Distribution de gaz	Transgas (Czech)	0.82
SCP Severoceska Plynarenska	Distribution de gaz	VNG	25.61
SCP Severoceska Plynarenska	Distribution de gaz	Wintershall	20.2
SMP Severomoravska Plyn	Distribution de gaz	Communes	2.08
SMP Severomoravska Plyn	Distribution de gaz	GdF (France)	1.9
SMP Severomoravska Plyn	Distribution de gaz	Ruhrgas	8.45
SMP Severomoravska Plyn	Distribution de gaz	RWE	58.14
SMP Severomoravska Plyn	Distribution de gaz	Slovak Gas	8.52
SMP Severomoravska Plyn	Distribution de gaz	SPP Bohemia	20.3
Sofregas (Cz)	Gaz	GdF (France)	
STP Stredoceska Plynarenska	Distribution de gaz	Communes	2
STP Stredoceska Plynarenska	Distribution de gaz	GdF (France)	1.63
STP Stredoceska Plynarenska	Distribution de gaz	Ruhrgas	14.27
STP Stredoceska Plynarenska	Distribution de gaz	RWE	51.1
STP Stredoceska Plynarenska	Distribution de gaz	Wintershall	30.23
Transgas (Czech)	Gaz	RWE	96.99
Transgas (Czech)	Gaz	RWE	97
VCP Vychodoceska Plynarenska	Distribution de gaz	Communes	0.5
VCP Vychodoceska Plynarenska	Distribution de gaz	GdF (France)	3.15
VCP Vychodoceska Plynarenska	Distribution de gaz	Ruhrgas	16.52
VCP Vychodoceska Plynarenska	Distribution de gaz	RWE	50.05
VCP Vychodoceska Plynarenska	Distribution de gaz	Slovak Gas	10

VCP Vychodoceska Plynarenska	Distribution de gaz	SPP Bohemia	18.76
ZCP Zapadoeceska Plynarenska	Distribution de gaz	E.ON Energie	43.98
ZCP Zapadoeceska Plynarenska	Distribution de gaz	GdF (France)	0.9
ZCP Zapadoeceska Plynarenska	Distribution de gaz	Oberoesterreichische Ferngas	3.76
ZCP Zapadoeceska Plynarenska	Distribution de gaz	RWE	50.11

D'autres parts de participation dans des sociétés de distribution avaient déjà été vendues à divers amateurs, ce qui donne au secteur un régime de propriété des plus complexes. En 2001 s'est créé un nouvel office de contrôle de l'énergie chargé de superviser la libéralisation des industries de l'électricité et du gaz et de fixer les prix de l'énergie. La quasi totalité (98%) du gaz consommé en République tchèque est importée; seuls 2% sont produits sur place, principalement par une société britannique du nom de Medusa Oil and Gas. Ses importations proviennent de Russie (78%), de Norvège (15%), d'Allemagne (6%) et de Slovaquie (1%). Les importations de Norvège devraient légèrement augmenter au cours des prochaines années.

6.2 Hongrie

La plus grande compagnie pétrolière et gazière du pays est MOL, qui est aussi la première en termes de ventes. Elle est le résultat de la fusion de neuf sociétés contrôlées par l'entreprise publique OKGT en une seule entité en 1991. Dans un premier temps, ses parts étaient détenues par la société publique de portefeuille et de privatisation APV Rt qui s'est progressivement défait de ses participations dans MOL en les mettant en vente dans le public, dans un premier temps, puis en les cédant à des investisseurs étrangers. La loi de 1995 instaurant la privatisation oblige l'Etat à conserver vingt-cinq pour cent des actions de MOL plus une. Ce plancher a été atteint en 1998 alors que les investisseurs internationaux détenaient eux aussi vingt-cinq pour cent de son capital. Les activités de MOL se partagent plus ou moins pour moitié entre le pétrole et le gaz. Le gouvernement s'est réservé dans MOL une part de blocage lui conférant le droit d'opposer son veto à tout changement majeur proposé. La Hongrie étudie actuellement un projet d'amendement de sa législation destiné à l'harmoniser avec la Directive européenne sur le gaz en vue de sa prochaine adhésion à l'Union européenne. L'Office hongrois de l'énergie est un organisme public doté de vastes pouvoirs de réglementation des industries du pétrole et du gaz.

Tableau 24

Qui contrôle les compagnies de gaz hongroises ?

Entreprise	Secteur	Société-mère	Taux (%)
DDGAZ	Gaz	MOL	16.77
DDGaz	Gaz	Ruhrgas	41.21
DDGaz	Gaz	WFG (RWE)	41.21
Degaz	Distribution de gaz	GdF (France)	72.4
Degaz	Distribution de gaz	MOL	27.18
Egaz	Distribution de gaz	GdF	63.93
Egaz	Distribution de gaz	MOL	35.46
Fogaz	Distribution de gaz	Communes	50
Fogaz	Distribution de gaz	Ruhrgas	16.3
Fogaz	Distribution de gaz	WFG (RWE)	32.7
Kogaz	Distribution de gaz	Bayernwerk (E.ON)	30.99
Kogaz	Distribution de gaz	Communes	9.76
Kogaz	Distribution de gaz	EVN	30.99
Kogaz	Distribution de gaz	MOL	6.59
MOL	Gaz	Etat	100
Panrusgaz	Gaz	Gazprom	31
Panrusgaz	Gaz	MOL	50
Tigàz	Distribution de gaz	Italgas (ENI)	40
Tigàz	Distribution de gaz	RWE	29.69
Tigàz	Distribution de gaz	SNAM (ENI)	10
Tigàz	Distribution de gaz	WFG (RWE)	14.48

Des propositions avancées en 2001 consistaient à scinder les avoirs de MOL dans le gaz et le pétrole pour en faire deux sociétés distinctes et offrir 49% de son capital à des investisseurs étrangers. Des

groupes comme Ruhrgas et GdF s'étaient montrés intéressés mais, en février 2002, le gouvernement annonçait l'abandon du projet, la majorité des parts de la nouvelle compagnie de gaz devant être vendue à la banque nationale de développement (MFB). On peut difficilement dire si ce revirement relève d'une prise de position en faveur du régime de propriété publique ou s'il n'est rien de plus qu'une stratégie destinée à accroître les recettes du gouvernement à l'occasion d'une privatisation ultérieure. S'agissant du secteur du gaz, les activités de MOL portent principalement sur la production, les activités commerciales de gros, les échanges extérieurs et le transport. Actuellement, la Hongrie importe près de 85% de ses besoins en gaz de la Russie, le solde étant assuré par des sources de production autochtones. La Hongrie a des contrats d'approvisionnement en gaz avec Ruhrgas (Allemagne) et GdF (France) bien qu'en réalité, il s'agisse principalement de contrats d'échange ayant le gaz russe pour objet et pas de contrats de livraison proprement dits. Le gaz russe est, de loin, la source d'approvisionnement extérieure la moins chère du moment et, bien que d'autres possibilités soient à l'étude, il est peu probable que la Hongrie en dépende pour une large proportion.

La distribution de gaz est essentiellement assurée par six sociétés régionales. Tigaz (de loin la plus importante), Egaz, Fogaz, Degaz, DDGaz et Kogaz. Le gouvernement a décidé en 1994 de privatiser intégralement ces sociétés tout en se réservant une part de blocage. 75% du capital de Tigaz, Egaz, Degaz et DDGaz sont maintenant entre les mains d'investisseurs étrangers tandis que, dans le cas de Kogaz et Fogaz, ce sont des collectivités locales qui détiennent, respectivement, 50 et 40% de leur capital (voir le tableau 24).

6.3 Pologne

Dans le passé, l'industrie polonaise du gaz naturel était sous l'emprise de la Société pétrolière et gazière de Pologne (POGC) qui a vu le jour en 1976. Dans le secteur pétrolier, la POGC s'occupe de l'exploration, du développement et de la production, ainsi que des activités d'achat et de vente de pétrole et de produits pétroliers. S'agissant du secteur gazier, elle a la forme d'un monopole verticalement intégré couvrant tous les stades de la chaîne de valeur du gaz, depuis l'exploration en Pologne jusqu'à la fourniture aux petits abonnés. Au niveau de la distribution locale de gaz, elle exerce ses activités par le truchement de sociétés régionales titulaires de concessions. La loi sur l'énergie de 1997 a introduit les premières mesures de libéralisation conditionnant l'adhésion de la Pologne à l'Union européenne. Il s'agissait notamment de l'accès des tiers aux réseaux de transmission et la fixation des tarifs par une autorité de contrôle de l'énergie.

En 1996, la POGC est devenue une société par actions, mais son capital était entièrement entre les mains de l'Etat. Elle lança alors un ambitieux programme de restructuration et de privatisation comportant la vente de dix-sept sociétés de construction, de maintenance, de fabrication, de prospection géophysique et de forage ainsi que la création de sociétés pétrolières et gazières distinctes. Ce programme n'a été que très partiellement mené à bien, ce qui a incité le ministère des finances à proposer la scission de la POGC en six entités : quatre sociétés régionales de distribution, une autre chargée des activités commerciales, du transport et du stockage et une autre reprenant les activités en amont. Mais ce plan s'est heurté à l'opposition d'autres ministères et la POGC a procédé de sa propre initiative à ce qu'elle a appelé une « petite restructuration » consistant à créer six départements pour le transport régional, vingt-trois centres de distribution autonomes et une unité chargée des activités en amont. Depuis, la POGC a commencé à constituer des coentreprises avec des firmes occidentales comme FX Energy (Etats-Unis) et Eurogas pour l'exploration et la production pétrolière et gazière.

Actuellement, la Pologne importe la quasi totalité de son gaz de Russie, mais la POGC a récemment signé avec la société néerlandaise Gasunie une lettre d'intention portant sur l'importation de gaz des Pays-Bas et elle a conclu avec des firmes danoises un contrat en vue de l'importation de gaz norvégien par un nouveau gazoduc traversant la mer Baltique. Elle envisage aussi d'importer du GNL du Qatar et du Nigeria, quoique cette possibilité lui imposerait de lourds investissements dans la construction d'un nouveau terminal gazier. Cependant, la demande augmentant moins vite que prévu, le projet d'achat de gaz norvégien reste en suspens.

Pour l'avenir, les gazoducs de Yamal destinés à acheminer le gaz de Sibérie occidentale jusqu'en Europe vont prendre une importance capitale. La construction du premier gazoduc a démarré en 1996 et les premières livraisons à destination de l'Allemagne et de la Pologne ont commencé en 1999. Il devrait atteindre sa capacité maximum en 2003. La construction du second est en pourparlers depuis des années sans que son tracé ait été définitivement arrêté, l'évolution de la demande de gaz en Europe occidentale ne justifiant plus sa construction. Quoi qu'il en soit, les gazoducs de Yamal constitueront une source de recettes supplémentaires pour la Pologne et, compte tenu des volumes énormes qu'ils devraient transporter (pratiquement dix fois la demande de la Pologne), des importations de gaz en provenance de l'Ouest ne se justifieraient guère plus au regard du faible coût et de la facilité d'accès de cette source d'approvisionnement.

6.4 Slovaquie

En Slovaquie, c'est la société Slovensky Plynarensky (SPP) qui assure le transport, la distribution et la vente du gaz naturel. Comme Transgas en République tchèque, sa principale activité consiste à assurer le transport du gaz de Russie vers l'Europe occidentale, ce qui représente 45% de son chiffre d'affaires, les sept dixièmes des exportations de gaz russe à destination de l'Europe occidentale passant par son territoire. Mais SPP transporte deux fois plus de gaz que Transgas. La production locale de gaz est modeste et la demande polonaise est presque totalement satisfaite par les importations de Russie. Un Office indépendant de réglementation des industries de réseau est actuellement mis en place avec pour mission de réglementer le secteur.

Tableau 25 **Qui contrôle les compagnies de gaz slovaques ?**

Société	Secteur	Propriétaire	Proportion (%)
Pozagas	Gaz	GdF	30
Pozagas	Gaz	Etat	70
Slovrusgas	Gaz	Gazprom	50
Slovrusgas	Gaz	Slovak Gas	50
SPP	Gaz	Gazprom	16,33
SPP	Gaz	GdF	16,33
SPP	Gaz	Ruhrigas	16,33
SPP	Gaz	Etat	51

En mars 2002, après l'ouverture d'une procédure de marché public qui n'attira qu'un seul soumissionnaire, le gouvernement a décidé de vendre 49% de SPP à un consortium composé de l'entreprise publique française GdF et de l'allemand Ruhrgas (faisant lui-même l'objet d'une offre de rachat de son compatriote E.ON). Une fois le marché conclu, la société gazière russe Gazprom rachètera jusqu'au tiers des parts du consortium. Ce rachat aura non seulement pour effet d'élargir les perspectives des trois firmes concernées, il garantira aussi les débouchés de Gazprom sur les marchés d'Europe occidentale (voir le tableau 25).

6.5 Slovénie

La principale compagnie de gaz de Slovénie est la société d'Etat Geoplin, propriétaire du réseau et responsable des achats et de la vente de gaz en gros. Elle assure aussi le transport du gaz de Russie à destination de la Croatie. Dix-neuf sociétés locales assurent la distribution jusqu'aux consommateurs finals. Geoplin est contrôlée à 24,5% par l'Etat et à hauteur de 34,6% par six des distributeurs régionaux, le reste de son capital étant entre les mains d'une série d'actionnaires parmi lesquels figurent quelques autres distributeurs. En septembre 1999 a été promulguée une nouvelle loi sur l'énergie comportant des mesures de privatisation des marchés de l'énergie et prévoyant la création d'une Agence slovène de l'énergie chargée de fixer les tarifs payés par les consommateurs pour le gaz et l'électricité. Près de soixante pour cent du gaz consommé en Slovénie vient de Russie, le solde est acheminé d'Algérie par le gazoduc transméditerranéen transitant par la Tunisie et l'Italie.

En 1995, Italgas (membre du groupe italien ENI) a pris dans une des compagnies régionales de gaz appelée Adriaplin une participation de 51%, le solde étant détenu par l'autrichien Steirische Ferngas et l'entreprise d'Etat slovène Geoplin. Les actionnaires d'Adriaplin projettent le développement et l'extension d'un réseau régional centré sur les municipalités de Ljubljana et Maribor. Adriaplin a accès au gaz d'Algérie et, via la Hongrie, à celui de Russie. Par cette opération de rachat, Steirische Ferngas a dorénavant accès au gaz provenant d'Algérie et de Russie transitant par la Hongrie. Adriaplin a aussi racheté Slovenski Plinovodi, un groupe dont le siège est situé à Nova Gorica, en Slovénie, et qui détient sept concessions d'une durée de trente ans pour la distribution de gaz et une autre pour le traitement des eaux usées urbaines (voir le tableau 26).

Tableau 26 **Qui contrôle les compagnies de gaz slovènes ?**

Société	Secteur	Propriétaire	Proportion (%)
Adriaplin	Gaz	ENI-Italgas-SNAM	51
Adriaplin	Gaz	Geoplin	
Adriaplin	Gaz	Steirische Ferngas	15
Gazprom (Slovenia)	Gaz	Gazprom	
Geoplin	Gaz	Communes	
Geoplin	Gaz	Ruhrgas	5,19
Geoplin	Gaz	Etat	24,5
Slovenska Bistrica	Gaz	CPL	
Slovenski Plinovodi	Gaz	Adriaplin	100

6.6 Croatie

La compagnie pétrolière et gazière croate INA a dû subir les contradictions de la réforme de l'énergie du nouveau gouvernement croate qui, en gelant les tarifs de l'énergie, lui a occasionné des pertes financières de plus en plus lourdes. En 1998, INA a pu obtenir sur les marchés internationaux des prêts de l'ordre de 150 millions de dollars à des taux favorables. En mars 2000, une nouvelle direction a été nommée à la tête d'INA.

En 1998, le groupe italien ENI/Italgas/SNAM a signé une série de gros contrats avec INA.

- Italgas, la société de gaz italienne membre du groupe ENI, a signé avec INA un contrat portant sur la fourniture de gaz par gazoduc sous-marin. Un des buts de l'opération était de réduire sa dépendance du gaz russe fourni par Gazprom. INA a invoqué ce contrat pour réclamer la construction d'une nouvelle centrale thermique alimentée au gaz plutôt qu'au charbon.
- En 1998, ENI et INA ont aussi inauguré Ivana, la première plate-forme de production de gaz offshore du secteur croate de l'Adriatique. Agip Croatia, filiale du groupe ENI et INA ont signé un accord de partage de la production.
- SNAM, une autre société du groupe ENI, et INA ont signé un accord cadre portant sur le projet GEA (Gas Energy Adriatico) par lequel les partenaires construiront ensemble un réseau de transmission de gaz naturel reliant la Croatie et l'Italie et susceptible de s'étendre aux autres pays limitrophes; ils coopéreront aussi dans le domaine de la distribution. Le gazoduc, qui coûtera 300 millions de dollars, aura une longueur totale de 330 kilomètres, dont 130 sous la mer. Tablant sur le fait que ce gazoduc va contribuer au développement de l'industrie du gaz croate et développer l'utilisation du gaz dans les centrales thermiques, ENI a annoncé qu'elle était prête à investir dans la gestion de centrales en cycle combiné.

7. Conclusions

7.1 L'impact de la directive Gaz

L'industrie européenne du gaz est en pleine transformation, en grande partie à cause de la directive européenne sur le gaz de 1998 qui impose aux Etats membres de restructurer et libéraliser leurs industries nationales. Depuis, les plus grandes compagnies d'électricité ont commencé à s'implanter sur le marché du gaz. C'est notamment le cas d'E.ON, première compagnie d'électricité d'Allemagne, qui voudrait racheter Ruhrgas, son homologue du secteur du gaz. S'il est encore trop tôt pour procéder à une évaluation de l'incidence de la directive, on peut faire le rapprochement avec ce qui s'est déjà passé précédemment dans le secteur de l'électricité : concentration des entreprises d'une part, avec une certaine forme de concurrence et une baisse des prix pour les consommateurs industriels, mais d'autre part, très peu de concurrence et pas de baisse significative des tarifs pour les petits abonnés. Le sommet de Barcelone a fixé des limites provisoires à la libéralisation consistant notamment à exclure temporairement le marché de la consommation privée du champ de la libéralisation.

7.2 Des marchés du gaz balbutiants

Dans sept pays de l'Union européenne (le Danemark, l'Espagne, la Finlande, la Grèce, l'Irlande, le Portugal et la Suède), l'industrie du gaz est encore loin d'être arrivée à maturité et seule une petite partie de la population dispose de l'adduction de gaz. Dans ces pays, la priorité des pouvoirs publics devrait être de développer le réseau pour pouvoir desservir un maximum de consommateurs plutôt que d'instaurer un marché concurrentiel, ce qui permettrait d'espérer des répercussions positives sur l'emploi. Or, le processus de libéralisation et de privatisation, et en particulier les regroupements d'entreprises qui l'accompagnent, constitue une menace à deux égards. Premièrement, il est plus difficile, dans un régime de marché, de pousser des entreprises à investir dans l'extension du réseau pour atteindre des consommateurs moins rentables. Ensuite, même si l'industrie n'est pas encore à maturité, le processus de consolidation pourrait conduire à des compressions des effectifs.

7.3 Réglementation et concurrence

Dans les sept pays où l'industrie du gaz est relativement bien développée (Allemagne, Autriche, Belgique, France, Italie, Pays-Bas et Royaume-Uni), seuls le gouvernement britannique et, dans une moindre mesure, le gouvernement néerlandais semblent déterminés à imposer un régime de marché. Au Royaume-Uni, le réseau a été totalement dissocié des activités commerciales, la société qui contrôlait l'essentiel du marché est en voie de démantèlement et l'autorité de contrôle a imposé un abaissement des tarifs des activités monopolistiques. Dans l'ensemble, les réformes imposées en Grande-Bretagne sont considérées comme un succès. Cependant, un examen plus approfondi montre que des doutes subsistent quant à l'utilité de la concurrence sur le marché de la clientèle privée et à la possibilité, à plus longue échéance, d'assurer l'approvisionnement en gaz sans la possibilité de prendre des décisions stratégiques à long terme incompatibles avec un marché libéralisé. D'autre part, si la privatisation a permis des gains de productivité élevés, les chiffres disponibles ne prouvent pas vraiment que l'industrie britannique du gaz soit, dans sa forme actuelle, nettement plus efficace que ne l'étaient le monopole ou les entreprises publiques de distribution comme on en trouve aux Pays-Bas et en Italie.

D'après l'étude réalisée par Ecotec, un élément qui pose problème est le recours à la sous-traitance, les employeurs comme les syndicats ne cachant pas leurs préoccupations quant à l'impact sur l'emploi, les salaires, les conditions et la qualité du travail. Ce point pose aussi la question de la pertinence d'une réglementation du recours à la sous-traitance dans des secteurs que l'Union européenne considère comme des services d'intérêt général mais aussi celle de savoir si une telle législation doit s'inscrire dans un cadre européen, national ou sectoriel.

7.4 Concentration et fusions

D'autres pays européens semblent plutôt avoir pour priorité de préserver la base arrière des grands groupes nationaux pour leur permettre d'agir plus librement sur les marchés internationaux. Les dispositions de la directive Gaz seront respectées sur le principe mais, s'agissant de son esprit – la mise en place de la concurrence – celui-ci reste lettre morte. En Allemagne et en France, par exemple, le pouvoir politique ne semble pas décidé à démanteler les grands groupes propriétaires du réseau qui contrôlent soixante pour cent ou plus du marché, comme Ruhrgas et GdF. On retrouve, en gros, la même situation dans le secteur de l'électricité où EDF, RWE, E.ON et Endesa ont pu conserver, voire renforcer leurs parts de marché dans leurs pays d'origine.

De ce fait, les "champions nationaux" comme GdF (France), Ruhrgas, E.ON et RWE (Allemagne), Italgas et la SNAM (Italie) étendent de manière fort agressive leurs activités à l'extérieur de leurs frontières, vers les autres pays de l'Union européenne et l'Europe orientale. Le danger d'une telle évolution est que les industries européennes de l'électricité et du gaz finissent par être dominées par un oligopole composé de sociétés multinationales peu enclines à se faire concurrence et qui échapperaient en partie à l'emprise des organes nationaux de contrôle.

Une telle évolution aurait une incidence négative sur l'emploi dans l'industrie du gaz, la concentration réalisée par le biais de fusions et d'acquisitions s'accompagnant toujours de nombreuses pertes d'emplois. Ce résultat est le fruit non seulement de fusions entre compagnies de gaz, mais aussi de fusions "intersectorielles" (rachats de sociétés de gaz par des sociétés d'électricité) et de restructurations internes d'entreprises (comme Tractebel).

7.5 Europe centrale et orientale

Les pays d'Europe orientale sont dans une situation particulièrement délicate. Plusieurs d'entre eux devraient tirer profit, par les redevances de passage qu'ils perçoivent, d'une hausse des exportations de gaz russe quoiqu'on voie se multiplier les pressions en faveur d'une privatisation des entreprises publiques de distribution pour apporter de l'argent frais aux gouvernements. Pour tirer le maximum de la privatisation, le gouvernement peut vendre l'ensemble du secteur sous forme de quasi monopole, comme cela fut le cas en République tchèque. L'opération est donc bénéfique à la fois pour le gouvernement qui retrouve un nouvel équilibre budgétaire et pour les entreprises qui reprennent des activités plus rentables; par contre, s'agissant de l'emploi, il faut s'attendre à ce que ces privatisations aient un impact négatif.

7.6 Politiques d'emploi positives

En procédant à une comparaison entre pays, on voit que l'adoption de politiques d'emploi positives au niveau national comme au niveau de l'entreprise influence profondément ces tendances, comme le montre le cas de la France. Si les politiques nationales sont le fait des pouvoirs publics et que les politiques des entreprises découlent de considérations commerciales, l'impact subi par l'emploi provient essentiellement d'un processus de consolidation amorcé par les directives européennes, ce qui veut dire qu'une initiative européenne en faveur de l'emploi serait bienvenue.