

**Rapport Final– Mars 2003**

**LES STRATEGIES D'INTEGRATION MENEES  
DANS LES INDUSTRIES GAZIERES EN EUROPE :  
VERS QUELLES LOGIQUES INDUSTRIELLES ET FINANCIERES ?**

**Etude commandée par l'Institut Français de l'Energie**

**Cécile BAZART**

**C.R.E.D.EN**

**Centre de Recherche en Economie et Droit de l'ENERgie**

**Université Montpellier 1 – UFR Sciences Economiques**

**Espace Richter – Av. de la Mer, BP 9606**

**34 054 Montpellier Cedex, France**

*Je tiens à remercier L'Institut Français de L'Energie de m'avoir donné  
l'opportunité de faire ce post doctorat. Mes remerciements vont également au  
Professeur Jacques PERCEBOIS qui a encadré cette étude.*

## TABLE DES MATIERES

### **PARTIE I : MOUVEMENTS ET STRATEGIES SUR LES MARCHES GAZIERS EUROPEENS**

---

<p align="center"><b>LES STRATEGIES D'INTEGRATION MENEES DANS LES INDUSTRIES GAZIERES EN EUROPE : VERS QUELLES LOGIQUES INDUSTRIELLES ET FINANCIERES</b></p>
--

<b>I- Carte de la déréglementation européenne : quelques éléments</b>	<b>10</b>
<b>I-1. Le contenu de la directive 98/30/CE</b>	<b>10</b>
<b>I-2. Spécificités industrielles, nationales et degré d'ouverture du marché</b>	<b>11</b>
<b>I-3. La segmentation du marché gazier</b>	<b>13</b>
<b>II- Les stratégies des acteurs en présence</b>	<b>14</b>
<b>II-1. L'amont gazier : la production</b>	<b>14</b>
➤ Stratégie 1 : Partage des coûts, des risques dans l'exploration / production	14
➤ Stratégie 2 : Implication dans la filière GNL	19
➤ Stratégie 3 : L'intégration vers l'aval	21
➤ Stratégie 4 : La production d'électricité	27
<b>II-2- L'aval gazier : Transport, Distribution et Négoce</b>	<b>29</b>
➤ Stratégie 1 : Réponse préventive consolider un avantage concurrentiel sur un segment	30
➤ Stratégie 2 : Les prises de participation amont	30
➤ Stratégie 3 : intégration aval (Transporteurs vers distributeurs) et internationalisation des compagnies de l'aval gazier.	34
➤ Stratégie 4 : Diversification	36
<b>II-3. Les producteurs d'électricité</b>	<b>38</b>

## **PARTIE II : PERFORMANCES DES ACTEURS EUROPEENS**

---

### **ANALYSE DES FIRMES : METHODOLOGIE**

<b>I. Les données</b>	<b>49</b>
<b>II. L'analyse</b>	<b>49</b>
<b>II.1. Des indicateurs de performance et de structure</b>	<b>49</b>
➤ La rentabilité d'exploitation	49
➤ La capacité d'autofinancement	50
➤ Levier financier	51
<b>II.2. L'appréciation des marchés et la politique de distribution des bénéfices : données boursières</b>	<b>52</b>
<b>II.3. Outils du traitement statistique et de l'analyse</b>	<b>52</b>

### **ANALYSE DES PERFORMANCES ECONOMIQUES ET FINANCIERES DES PRINCIPAUX OPERATEURS HISTORIQUES EUROPEENS**

<b>I. Rentabilité économique des opérateurs historiques européens</b>	<b>54</b>
<b>II. Performances financières des opérateurs historiques européens</b>	<b>57</b>

## **PARTIE III : FICHES ACTEURS**

---

### **Les pétrogaziers**

---

---

▪ TFE	63
▪ RDS	67
▪ BG - LATTICE (TRANSCO) - CENTRICA	74
▪ BP	88
▪ ENI - SNAM	93
▪ SUEZ – DISTRIGAZ/FLUXYS	98
▪ REPSOL	109

### **Les Gaziers**

---

---

▪ GAZ DE FRANCE	116
▪ RUHRGAS	121
▪ GASUNIE	125
▪ GAS NATURAL	129

### **Les Electriciens**

---

---

▪ ENDESA	135
▪ EON	140
▪ RWE	143
▪ EDISON	147

### **BIBLIOGRAPHIE**

### **ANNEXE : SYNOPTIQUE**

## **INTRODUCTION GENERALE**

Ce travail s'inscrit dans la lignée de l'étude réalisée par *Laurent DAVID* pour l'Institut Français de l'Energie sur le cas américain, Rapport de février 2001. Son objectif est donc de fournir une analyse du cas européen. Cette étude se propose d'examiner les fondements économiques et financiers des opérations de fusions - acquisitions réalisées ou projetées dans le cadre européen, au sens large, incluant notamment les pays de l'ex-Europe de l'Est.

L'introduction de la concurrence, corollaire de la déréglementation des marchés gaziers, implique une reconfiguration profonde de ces marchés au gré des opportunités et des actions stratégiques des acteurs de la chaîne gazière. Ces dernières, qui se concrétisent soit par des opérations d'intégration verticale, soit par des opérations d'intégration horizontale, ou enfin, par des opérations de diversification (vers l'aval), interviennent afin d'acquérir une part de marché critique ou de faire face à des risques potentiels. Ce rapport liste les principales opérations observées sur les marchés gaziers et il propose, en outre, une analyse des opérations de partenariat des différents groupes car elles témoignent d'une volonté de rapprochement des acteurs concernés à des fins stratégiques.

Ce travail de présentation des stratégies menées dans l'industrie gazière européenne constitue un préalable à l'analyse des déterminants de ces opérations. Les divers aspects à prendre en compte sont alors :

- La nature et les stratégies des nouveaux entrants (quels rapports à l'opérateur historique) ;
- La segmentation des marchés (corollaire de l'ouverture progressive des marchés) ;
- Les particularités nationales (cadre institutionnel propre à chaque pays : Europe du sud, de l'Est) ;
- Les risques encourus (notamment les risques politiques pour les stratégies internationales ; qui peuvent être notamment illustrées par les difficultés du groupe GAZ DE FRANCE, investisseur en Argentine).

Au final on aboutira à un bilan des forces et faiblesses des divers opérateurs de la chaîne gazière ainsi que de leurs performances industrielles comme financières et donc à une typologie des opérateurs présents sur le marché européen (en fonction de leur part de marché, leur taux de diversification, leur taux d'endettement, ou leur taux de rentabilité...). Ces conclusions devraient permettre d'établir des prévisions sur la base des risques principaux encourus par les acteurs ainsi que des anticipations de stratégies et de leur zone d'influence... L'expérience américaine récemment stigmatisée par le scandale Enron implique une analyse en terme de stratégies financières comme industrielles pour estimer la viabilité des firmes recomposées.

Afin d'aborder au mieux cette problématique il paraît nécessaire dans un premier temps de dresser :

- Une carte de la déréglementation européenne, afin de souligner les différentiels d'avancement et donc les contraintes qui peuvent peser sur les stratégies des opérateurs.
- De compléter cette dernière par l'énoncé des prises de participation des opérateurs historiques de chaque pays : Dans quels pays interviennent-ils ? Sur quels segments de l'industrie ? Comment expliquer cela quelle stratégie d'ensemble semblent ils suivre ?
- De procéder à l'analyse de la rentabilité de certaines de ces opérations.

Ce rapport est donc organisé en trois parties la première partie reprend les mouvements de fusion acquisition et prises de participations observés sur le marché européen et dresse une typologie des diverses stratégies adoptées par les acteurs, selon leur position dans la chaîne gazière ou leur activité principale. La seconde et la troisième partie concernent l'analyse des performances des acteurs. La seconde partie présente, dans un premier temps, la méthodologie d'analyse appliquée puis, une étude des performances comparées des opérateurs historiques européens, premiers à être affectés par la déréglementation des marchés gaziers. La troisième partie regroupe par « fiches acteurs » les informations synthétiques sur chaque groupe. Celles-ci comprennent donc un historique, un rappel des activités exercées, les axes stratégiques poursuivis et des données opérationnelles, données de structures et données financières ou « chiffres clés », base de l'analyse.

**PARTIE I**

**MOUVEMENTS ET STRATEGIES SUR LES MARCHES GAZIERS  
EUROPEENS**

---



<p style="text-align: center;"><b>LES STRATEGIES D'INTEGRATION MENEES DANS LES INDUSTRIES GAZIERES EN EUROPE : VERS QUELLES LOGIQUES INDUSTRIELLES ET FINANCIERES ?</b></p>
---

## **INTRODUCTION**

L'ouverture des marchés gaziers à la concurrence modifie la logique et le fonctionnement de ces marchés en profondeur. Les acteurs désormais concurrents pour la fourniture de gaz aux utilisateurs finaux doivent prendre la mesure des changements découlant de cette nouvelle logique : la logique de marché. Cela implique pour chacun un repositionnement et une réflexion sur la viabilité ou le développement à plus long terme de leurs entreprises sur le marché européen.

En l'occurrence la sauvegarde des marges des opérateurs ne dépend plus uniquement du positionnement de ces entreprises sur leur marché national sur lequel, en tant qu'opérateur historique, elles sont susceptibles de subir des pertes de clientèles. Elles ont alors notamment la possibilité de compenser de tels manques à gagner par une stratégie de développement sur d'autres marchés profitant alors, elle-même, du mouvement de libéralisation. L'ouverture des marchés n'intéresse cependant pas que les opérateurs historiques, même si les changements auxquels ceux-ci doivent faire face sont très importants. Les divers intervenants de la chaîne gazière sont à même de profiter des opportunités amenées par ces modifications. Ainsi les producteurs peuvent se lancer dans la fourniture directe de molécule aux consommateurs. Selon les segments, les métiers d'origine des acteurs, les stratégies vont donc différer et les prises de participation en seront le reflet. Mais l'ouverture des marchés est également à même de stimuler l'entrée sur le marché gazier d'entreprises bénéficiant de synergies propres avec les activités gazières. Les acteurs électriques se constituent ainsi en nouveaux entrants sur les marchés européens.

Cette première partie a comme objet de présenter les mouvements principaux constatés sur les marchés gaziers européens au rythme de leur ouverture. La première section décrit le contexte gazier européen et notamment les problèmes et différentiels constatés lors de la libéralisation de ces marchés suite à la promulgation de la première directive européenne. La

seconde section liste, par catégories d'acteurs, les mouvements observés et en infère les grandes lignes stratégiques par segment ou par pays. On peut ainsi observer des stratégies aussi diverses que des mouvements d'intégration verticale, horizontale ou de diversification. Cette section permet également de détecter ceux des acteurs européens qui adoptent un comportement prédateur et constitue en cela un préalable à une analyse des marges de manœuvre de ces groupes dans une perspective de restructuration du marché.

## **I- Carte de la déréglementation européenne : quelques éléments**

La problématique gazière est rendue complexe par les spécificités du marché gazier européen et l'avancée de sa libéralisation. Les marchés gaziers des Etats membres sont marqués par de grandes disparités. Le recours au gaz est, premièrement, hétérogène en Europe, le gaz étant une énergie substituable dans quasiment tous ses usages. De ce fait, la taille et les degrés de maturité atteints par les différents marchés nationaux sont divers. De même, les structures de consommation sont variées en fonction de l'absence/présence d'une activité de production d'électricité à partir de gaz, ou en fonction de la densité de la population domestique. Enfin, parmi les pays européens, certains ont un accès direct à la ressource car ils disposent de réserves alors que d'autres, c'est là le cas de la France qui importe le gaz naturel à 95%, sont tributaires de l'extérieur pour leur approvisionnement. L'offre gazière est principalement le fait d'un oligopole situé à l'extérieur de l'Union Européenne. Dès lors, le contexte géostratégique de l'offre, qui est susceptible de connaître des mutations brusques, est crucial pour la sécurité des approvisionnements et conditionne, en conséquence, les positionnements sur les marchés. L'ensemble des particularités nationales joue donc sur les effets de la libéralisation du secteur et les stratégies des acteurs nationaux.

### **I-1. Le contenu de la directive 98/30/CE**

Les termes de la libéralisation des marchés gaziers sont définis par le texte de la directive européenne du 22 juin 1998 relative à l'ouverture à la concurrence potentielle de nouveaux entrants de l'ensemble de l'aval gazier. Elle touche donc le transport, la distribution, la fourniture et le stockage et vise l'établissement d'un marché concurrentiel sans discrimination liée à

l'utilisation du réseau. La directive utilise la notion de client éligible qui détermine ceux qui peuvent passer des contrats pour s'approvisionner librement en gaz naturel. Chaque état membre doit alors définir les éligibles de telle façon que l'ouverture potentielle du marché (consommation des éligibles) recouvre au minimum : 20% de la consommation nationale de gaz (marché global) en août 2000, 28% en 2003 et enfin 33% en 2008. Cette première directive prône donc une ouverture progressive afin, notamment, de garantir la stabilité des débouchés aux opérateurs gaziers. L'accès des tiers au réseau (ATR) est instauré, selon des modalités différentes selon les pays, afin que les clients éligibles puissent effectivement acheter du gaz à un fournisseur différent de l'exploitant du réseau de transport et de distribution, car il est nécessaire qu'il puisse utiliser cette infrastructure contre rémunération. Afin de contrôler les abus de position dominante il est pour l'instant demandé aux entreprises gazières intégrées de tenir des comptes séparés et transparents (« *unbundling* ») pour chacune de leurs activités de transport, distribution, stockage. La nouvelle organisation issue de la transposition de la directive dans chaque état membre doit alors permettre par l'introduction de la concurrence d'améliorer le service et d'en baisser les coûts pour les consommateurs, industriels, dans un premier temps puis domestiques. Si l'ouverture des marchés gaziers européens remet en cause la position des opérateurs historiques, elle leur ouvre également de nouvelles perspectives en leur permettant notamment d'accompagner leurs principaux clients dans les autres pays de l'Europe ou d'y trouver de nouveaux débouchés.

## **I-2. Spécificités industrielles, nationales et degré d'ouverture du marché**

Comme nous l'avons spécifié en introduction, l'instauration d'une réelle concurrence et l'expansion de stratégies de croissance externe ou de partenariat qui en sont le corollaire, dépendent des particularités de l'activité gazière européenne. En l'occurrence, l'offre de gaz est principalement dépendante de monopoles extérieurs à l'UE et fait de la sécurité des approvisionnements un premier enjeu. En outre, la production et surtout le transport sont des activités très capitalistiques. Le transport repose, soit sur l'utilisation de gazoducs, soit sur l'utilisation de terminaux de liquéfaction et de regazéification complétés d'une flotte de navires méthaniers. De cette spécificité en découle une autre : les flux gaziers étaient jusqu'alors déterminés sur le moyen et long terme notamment avec l'instauration des contrats « take or pay » qui permettaient, en sécurisant les débouchés, les investissements de production et de transport.

En outre, la logique « *Net-Back* », sous-jacente à ces contrats, implique une interdiction de revente sur le parcours (clause de destination).

La directive européenne 98/30/CE relative à l'ouverture du marché du gaz naturel n'a pas fait l'objet d'une loi de transposition en France. Ceci a été souligné comme la cause d'un différentiel de situation par rapport aux autres états membres de l'union européenne quant à l'avancée de la libéralisation des marchés. La diversité des situations relatives à l'ouverture réelle des différents marchés gaziers nationaux en Europe est alors à même d'influencer les rapports entre acteurs, donc éventuellement les stratégies de croissance externe ou de partenariat. La décision espagnole de refuser tout accès au marché éligible aux opérateurs français GAZ DE FRANCE et TOTALFINALELF (TFE) au motif de l'absence de transposition formelle de la directive européenne est une illustration de ce phénomène. Cependant, il convient de noter, comme le fait le rapport d'étape publié par la CRE daté du 15/01/2002 sur la base d'une étude de la commission européenne, que le degré réel d'ouverture du marché espagnol s'avère tout aussi limité que celui du marché français sur lequel, malgré l'absence de transposition de la directive, des entrants sont venus concurrencer GAZ DE FRANCE.

En effet, la France a procédé à une application directe du texte, notamment en terme de seuil d'éligibilité, ce qui devait garantir l'obtention du niveau minimal d'ouverture de son marché. Au 15-01-2002, 14 sites ont changé de fournisseur. Le degré réel d'ouverture serait alors de 16,8% du marché éligible total, donc de 3,6% du marché national, ce qui est comparable aux autres pays européens. Le rapport publié par la CRE témoigne d'un taux d'ouverture très faible dans quasiment tous les pays européens, exception faite bien entendu du cas britannique (éligibilité totale avec une séparation totale du transport de la fourniture), de l'Irlande (50%) et des pays Bas (17%).

La structure des barèmes de transport, la localisation des points d'injections contractuels du gaz à la frontière, et la lourdeur des modalités contractuelles d'accès au réseau sont toutefois susceptibles de décourager les clients éligibles de bénéficier de l'ouverture à la concurrence. Une autre implication des modalités de libéralisation du marché (français) du gaz sur les stratégies d'acteurs tient à l'ATR. Ce dernier est appliqué aux éligibles ayant changé de fournisseur, aux entités chargées du négoce et aux opérateurs historiques pour la clientèle éligible et non éligible. Or il n'y a pas séparation, sur la facture aux éligibles conservés par l'opérateur historique, de la

part du prix final qui tient au transport et de celle qui correspond au prix de la molécule. Ceci peut alors avoir comme effet pervers de permettre des arbitrages visant à octroyer des rabais à ces clients sur les tarifs intégrés de fourniture alors que la concurrence devrait uniquement toucher le prix du gaz à l'importation.

### **I-3. La segmentation du marché gazier**

L'industrie gazière peut être analysée en distinguant 4 principaux segments :

- 1/ La production ;
- 2/ Le transport (gestion du réseau de transport) :
- 3/ La distribution (gestion du réseau de distribution)
- 4/ Le négoce : Achat/Vente de molécule (opérateurs historiques, négociants...).

Du point de vue de la production (amont) et donc de l'approvisionnement, il est possible de constituer un classement des pays européens en deux groupes distincts. Un premier groupe comprend les Pays Bas, le Danemark, le RU et dans une moindre mesure Allemagne et Italie, soit les pays qui disposent de capacités de production significatives au regard de leurs besoins. Cela constitue un avantage concurrentiel pour leurs compagnies gazières qui disposent de souplesse et de stabilité dans l'approvisionnement. Un second groupe, dont fait partie la France, regroupe au contraire les pays qui dépendent quasi exclusivement des importations. La stabilité de l'approvisionnement est pour ces derniers une réelle préoccupation gérée grâce aux droits d'importation exclusifs. Ces pays sont généralement caractérisés par l'existence d'un acheteur dominant. Les stratégies des gaziers ne seront donc pas les mêmes selon le groupe d'appartenance.

Comme la production, le segment transport est capitalistique. De nouvelles routes sont en construction pour répondre à l'accroissement de la demande. Elles sont de nature à élargir le cercle des fournisseurs de l'Union. En outre, le stockage est prioritairement aux mains des sociétés gazières importatrices (pour GAZ DE FRANCE, le stockage représente 1/4 de la consommation annuelle nationale). Le stockage revêt alors un caractère éminemment stratégique (sécurité d'approvisionnement, modulation inter saisonnière, équilibrage du réseau à CT)

s'agissant de la commercialisation du gaz dès lors qu'il y a ouverture des réseaux. La disparité d'accès aux ressources renforce cet aspect stratégique.

Le transport national et régional est lui aussi très différent d'un pays à l'autre. La distribution est très concentrée en France (4 opérateurs GAZ DE FRANCE quasi-monopole, GSO, CFM, SEAR), moyennement pour l'Italie et la Belgique, faiblement en Allemagne. Les distributeurs disposent tous de droits de désertes exclusifs. Le RU affiche une position singulière du fait d'un degré d'ouverture très supérieur à ces homologues européens puisque en 1998 l'ouverture du secteur domestique était réalisée.

## **II- Les stratégies des acteurs en présence**

Dans un tel contexte les stratégies des acteurs en présence vont donc varier d'un segment à un autre. L'avenir du marché gazier semble prometteur. La croissance de la demande de gaz anticipée étant chiffrée par certains à 3% par an sur la prochaine décennie sur la base des atouts écologiques de la ressource, de l'expansion des marchés encore émergents (Portugal, Grèce et dans une moindre mesure Espagne ou Suède) et de l'importance des besoins exprimés par le secteur de la production électrique dans la plupart des pays. Ce caractère porteur du marché et la perspective d'une concurrence accrue, résultat de la poursuite de la déréglementation, alimentent donc les stratégies d'alliances ou de captation très actives chez les trois grandes catégories d'opérateurs.

### **II-1. L'amont gazier : la production**

#### ***➤ Stratégie 1 : Partage des coûts, des risques dans l'exploration / production***

En amont de la filière (production), la concurrence s'intensifiant les compagnies pétro-gazières sont donc susceptibles de chercher à partager les coûts et les risques de l'exploitation des réserves. En l'occurrence, cette étude ne pouvant exclure les risques géopolitiques, certains pays (Russie et Algérie par exemple) voient, ou ont vu, dans l'ouverture aux producteurs occidentaux un moyen de limiter le risque politique qu'ils inspirent. Comme en témoigne le Tableau 1, BP a

notamment noué d'importantes relations avec la société algérienne SONATRACH avec laquelle il exploite un gisement au sein de la société IN SALAH. Ce partenariat noué en 1995 se concrétise par le démarrage de la production en Août 2001. Le gaz extrait est destiné principalement à l'Europe du sud. BP dispose également d'un accord stratégique avec GAS NATURAL pour l'utilisation de ses infrastructures de transport de gaz. Il semble donc afficher une volonté d'être présent dans la zone méditerranéenne.

**Tableau 1 : Alliances, acquisitions entre producteurs (BP)**

<b>ACTEURS PETRO-GAZIERS</b>	<b>PROJET</b>	<b>DATE</b>
<b>BP (65%) SONATRACH (35%)</b>	Exploitation des réserves d'In Salah	Août 2001
<b>BP</b>	Accroît sa participation dans la société Russe Sidanko de 10 à 25%	Avril 2002
<b>BP</b>	Obtient les 49% de Veba Oel détenus par EON	Mai 2002

*Source : La Tribune, site opérateur.*

BP est également impliqué depuis mai 2002 dans un projet avec E.ON. Ce projet correspond à une opération d'échange visant à obtenir les parts de RUHRGAS dans la procédure de fusion que poursuit E.ON et qui dure depuis un an au rythme des désaccords de l'office des cartels, du gouvernement allemand et de la commission européenne. En 2001, BP cède donc ses parts de RUHRGAS (25%) dans le cadre d'un programme d'échange avec E.ON car elles ne lui donnaient pas de réelle influence sur la marche du groupe. Depuis, il n'est plus présent dans les activités aval gazières européennes.

**Tableau 2 : Alliances, acquisitions entre producteurs (ENI)**

<b>ACTEURS PETRO-GAZIERS</b>	<b>PROJET</b>	<b>DATE</b>
<b>ENI</b>	Acquisition de BRITISH BORNEO	Mars 2000
<b>ENI SHELL NATIONAL IRANIAN OIL COMPANY (NIOC)</b>	Développement des champs Pars Sud et Balal dans le Golfe Persique.	Décembre 2001
<b>ENI</b>	Acquisition de 28 % LASMO	Février 2001
<b>ENI</b>	Prend une participation de 50.8% dans Bouygues Offshore	Juillet 2002

*Source : La Tribune, site opérateur.*

ENI augmente également ses capacités de production par croissance externe. En effet il acquiert BRITISH BORNEO (société d'exploration production au Royaume Unis et en Asie) en 2000, puis LASMO en 2001 qui est une société d'exploration production au Royaume Unis mais aussi en Afrique du Nord, en Indonésie au Venezuela et au Pakistan. Ceci lui permet de renforcer notamment sa présence en Mer du Nord.

ROYAL DUTCH SHELL a également fait une acquisition qui renforce ses positions. Il est déjà très présent en Mer du Nord mais l'acquisition de 9% supplémentaires dans la compagnie britannique ENTERPRISE OIL, dont il détenait déjà 20%, renforce plus encore ses positions dans la région.

A l'opposé, EXXON MOBIL favorise le partenariat et participe à de nombreux consortia de production. Le projet Sakhaline en est une illustration, tout comme l'organisation des candidats à l'exploitation des réserves d'Arabie Saoudite. EXXON est pour l'instant pressenti comme directeur de projet pour chacun des gisements, en association avec des producteurs européens et américains.

**Tableau 3 : Alliances, acquisitions entre producteurs (EXXON)**

<b>ACTEURS PETROGAZIERS</b>	<b>PROJET</b>	<b>DATE</b>
<b>EXXON (30%) SODECO (JAPON – 30%) ONGC (INDE – 20%) ROSNEFT (8,5%+11,5% FILIACTION)</b>	Projet pétrolier Sakhaline	Octobre 2001
<b>GHAWAR SUD : EXXON, SHELL, BP, PHILIPS. MER ROUGE: EXXONMOBIL, OCCIDENTAL PETROLEUM, MARATHON SHAYBAH : SHELL, TOTALFINAELF, CONOCO</b>	Accord concernant l'exploitation des réserves d'Arabie Saoudite. Les candidats sont nombreux pour des réserves représentant 4% des réserves de gaz mondiales	Décembre 2002

*Source : La Tribune, site opérateur.*

TOTALFINAELF est particulièrement actif ses dernières années et multiplie l'acquisition de nouveaux permis d'exploitation de par le monde : Algérie, Iran, Qatar, Angola, Norvège et Russie. En Algérie, TOTALFINAELF obtient en effet un permis d'exploration en Octobre 2001.



Ceci renforce la position du pétro-gazier qui exploite déjà, avec SONATRACH, les champs de Tin Fouyé et Tabankart, Hamrat. Ces acquisitions permettent l'augmentation de la production en même temps qu'elles constituent un positionnement stratégique. En effet l'exploitation du gisement de Pars Sud (Iran) devrait amener 60 millions de m<sup>3</sup> de gaz supplémentaire. Les réserves Iraniennes sont l'objet de convoitises car elles représentent quelques 26 000 milliards de m<sup>3</sup> de gaz ce qui signifie qu'elle se situent au second rang mondial.

L'accord préliminaire concernant le projet DOLPHIN est signé en mars 2001. Ce projet est un accord de développement et de partage de la production. Il vise à alimenter les Emirats en gaz Qatar dès le démarrage de la production, soit en 2005. Le Qatar dispose des troisièmes plus importantes réserves mondiales avec 8500 milliards de m<sup>3</sup>, soit 8,8% des réserves mondiales. Plusieurs candidats s'étaient déclarés pour reprendre la gestion du projet et la construction du gazoduc abandonné par ENRON : CONOCO, EXXONMOBIL, OCCIDENTAL PETROLEUM, BP, SHELL. L'accord définitif est signé en mars 2002 et consacre UOG qui détient 51% de DEL (Dolphin Energy Ltd), TOTALFINAELF 24.5% et OCCIDENTAL PETROLEUM 24.5%. C'est donc une prise de position stratégique de TOTALFINAELF dans la région.

En Angola la politique du groupe est similaire. La signature d'un protocole d'accord avec SONANGO, le lancement de la production sur le champ de Girassol et les projets exploitation des champs de Dalia et Jasmin témoignent d'ailleurs du potentiel accessible à l'acteur dans le pays.

Enfin la politique du groupe est également axée sur les réserves norvégiennes. L'exploitation de Huldra, susceptible de ramener 10 millions de m<sup>3</sup> de production quotidienne et l'entrée en production du premier des quatre champs de Nuggets en témoignent. TOTALFINAELF sera également opérateur des permis de Skirne et Byggve dont il détient 40%. Les exportations se feront ensuite vers l'Europe.

De plus TOTALFINAELF, tout comme BP, atteste d'un intérêt grandissant pour le gaz russe. En janvier 2002, TOTALFINAELF liait un partenariat avec la société russe YUKOS qui concernait le travail d'évaluation du potentiel des gisements de la mer noire. Ont suivi les discussions avec ANGLO SIBERIAN OIL afin d'obtenir une participation de 52% dans le gisement de Vankor puis, l'intérêt témoigné au gaz de la mer de Barentz avec la recherche d'un minority de blocage

dans le champ de Shtokman (25%). TOTALFINAELF prévoit ici sa participation à un consortium pour lequel les russes, les européens et les américains ont également manifesté leur intérêt. Il faut dire que les prévisions d'extraction à partir de ce champ sont de 90 milliards m<sup>3</sup>/an.

**Tableau 4 : Alliances, acquisitions entre producteurs (TFE)**

<b>PETROGAZIERS</b>	<b>PROJETS GAZIERS</b>	<b>DATE</b>
<b>TOTALFINAELF</b>	Bolivie permis XX ouest (41%) et San Alberto (15% TFE).	-
	Nouveau permis d'exploration obtenu en Algérie Bassin de Berkine.	Octobre 2001.
<b>TOTALFINAELF (37,5%) WINTERSHALL ENERGIA (37,5%) PAN AMERICAN ENERGY (25%)</b>	Développera les gisements de Carina et Aries Argentine.	Octobre 2001
<b>TOTALFINAELF</b>	Entrée en production du premier des 4 champs de Nuggets en Mer du Nord. 100% TFE <sup>1</sup>	Novembre 2001
<b>TOTALFINAELF SONANGO</b>	Avec Sonango signature d'un protocole et lancement de la production, champ de Girassol.	Novembre 2001.
<b>TOTALFINAELF (24,33%) STATOIL (19,66%) PETORO (31,96%) CONOCO (23,34%)<sup>2</sup></b>	Mise en production du gisement Huldra en mer du Nord	Novembre 2001
<b>TOTALFINAELF (30%) BHP BILLITON (45%) TALISMAN (25%)</b>	Travaux d'exploration sur les nouvelles réserves découvertes à Trinidad	Décembre 2001
<b>TOTALFINAELF</b>	Exploitation du gisement de Pars Sud <sup>3</sup>	Décembre 2001
<b>TOTALFINAELF (24,5%) EMIRATI UOG (51%) OCCIDENTAL PETROLEUM (24,5%)</b>	Projet Dolphin, exploitation du champ de North Field au large du Qatar.	Mars 2002
<b>TOTALFINAELF</b>	Intéressé par le gisement de Vankor en Sidérie. Discussions avec Anglo Siberian Oil pour une participation de 52% dans le gisement.	Avril 2002
<b>TOTALFINAELF</b>	Intéressé par le gaz de la mer de Barents champ de Shtokman recherche d'une minorité de blocage (25%)	Juillet 2002
<b>TOTALFINAELF</b>	Autorisation du gouvernement norvégien pour l'exploitation des gisements de gaz de Skirne et Byggve en mer du nord norvégienne.	Juillet 2002

*Source : La Tribune, site opérateur.*

<sup>1</sup> En mer du Nord TFE exploite dans la zone d'Alwyn les gisements Elgin/Franklin et Bruce.

<sup>2</sup> Plus Australian Paladin Resources pour 0,5% et le Suédois Svenska Petroleum 0,21%

<sup>3</sup> La signature de contrat entre le pétrogazier et la NIOC date de 1997 ; incluait également Gazprom et Petronas. Totalfinaelf construit également une Raffinerie de gaz en Iran, aujourd'hui opérationnelle, pour traiter le gaz produit.

➤ *Stratégie 2 : Implication dans la filière GNL*

Il est également intéressant de souligner l'activité et le dynamisme des producteurs dans le GNL. Ils interviennent dans les segments d'activité de liquéfaction – regazéification comme le tableau suivant l'illustre.

**Tableau 5 : Implication dans la filière GNL**

<b>PETROGAZIERS</b>	<b>PROJETS GAZIERS</b>	<b>DATE</b>
<b>SHELL<sup>4</sup> (25,6%) TFE (15%) NIGERIAN NATIONAL PETROLEUM (49%) AGIP (10,4%)</b>	Développement du GNL au Nigeria (NLNG ; NLNGPlus octobre 2001)	14 Gm <sup>3</sup> de gaz vers l'Europe.
<b>BP-AMOCO (42,5%) REPSOL (25%) BG (32,5%)</b>	Actionnaires principaux de l'usine Atlantic LNG à Trinidad et Tobago	15 Gm <sup>3</sup> en 2002 en partie à destination de l'Espagne.
<b>ENI BP EGYPTIAN GENERAL PETROLEUM COMPANY (EGPG)</b>	Projet de construction d'un terminal méthanier en Egypte (port de Damiette) (accord en mars 2001, mise en service 2004)	4.5 milliards de m <sup>3</sup>
<b>ROYAL DUTCH SHELL (30%)<sup>5</sup> TFE (5,54%)</b>	Oman LNG	7 Gm <sup>3</sup> vers le Japon

*Source : La Tribune, site opérateur.*

Les accords concernant le GNL se multiplient. Au Nigeria, la joint venture unissant SHELL, TOTALFINAELF, AGIP et l'entreprise Nigérienne NIGERIAN NATIONAL PETROLEUM, créé en 1989 sur la base d'un accord de 1985, étend actuellement les capacités de production du site avec le projet NLNG plus. L'accord le concernant fut pris en octobre 2001 et concerne la construction des trains 4 et 5 du complexe. Ce projet qui devait déjà fournir dès 2002 14 Gm<sup>3</sup> de

<sup>4</sup> Activité d'exploration production plus que rentable. Shell a depuis longtemps des intérêts liés au GNL au Nigeria. En 1993 relance ce projet et accroît sa participation à 24%, gaz à destination d'Europe. Bénéficie de près de 40 ans d'expériences dans le transport du GNL. Shell est associé dans de nombreux consortiums de production avec d'autres pétroliers aux Pays Bas, Allemagne, Mer du Nord.

<sup>5</sup> Parmi les actionnaires d'OMAN LNG la majorité des parts revient au gouvernement d'Oman, le reste étant à disposition de firmes privées. Les deux pétrogaziers parmi les mieux positionnés dans le secteur du GNL qui sont TFE et RDS ont pris des participations. A leur côté on retrouve des acteurs divers de Corée avec Core LNG 5%, du Japon avec Mitsubishi, Mitsui et Itochu pour respectivement 2,77%, 2,77% et 0,92%.

gaz à l'Europe verra sa capacité augmenter d'autant, chaque train permettant la production de 4 millions de tonnes par ans.

La globalité des pétro-gaziers témoigne d'un intérêt certain pour le GNL comme on peut le voir dans le Tableau 5. SHELL a depuis longtemps des intérêts liés au GNL au Nigeria. Dès 1993, il relance ce projet et accroît sa participation 24%. Le gaz est destiné à la consommation européenne. SHELL bénéficie de près de 40 ans d'expérience dans le transport du GNL et est associé dans de nombreux consortia de production avec d'autres pétroliers aux Pays Bas, Allemagne et en Mer du Nord auxquels s'ajoutent ses participations au Nigeria et à Oman.

TOTALFINAELF est également très actif dans ce domaine. En 2000, ses ventes de GNL représentent 5539 milliers de tonnes/an. Il est alors au troisième rang mondial avec des participations dans environ 50% des capacités mondiales de liquéfaction et une flotte représentant près de 10% des ventes mondiales de GNL. Le groupe dispose au total d'intérêts dans 6 complexes Adgas (Abu Dhabi ; 5%), Qatargas (Qatar ; 10%) Oman LNG (Oman ; 5,54%), NLNG (Nigeria ;15%), Bontang (Indonésie ; 30%), Yémen LNG (36%).

La National Gas Company of Trinidad et Tobago fut également le résultat d'alliances entre pétro-gaziers. Le train 1 de cette usine qui approvisionne en gaz Cabot LNG pour 60% et ENAGAS pour les 40 % restant, signait le partenariat de BP (34%), REPSOL (20%), BG (26%) mais aussi , NGC (10%) et TRACTEBEL (10%). L'extension du site a été lancée avec l'accord du gouvernement en décembre 2000. Ce projet concerne les trains 2 et 3 et est supporté par les nouvelles découvertes dans la région. Leur construction associe BP-AMOCO pour 42,5%, BG pour 32,5% et REPSOL pour 25%.

Mais les pétro-gaziers s'allient également pour construire des voies de transit pour le gaz extrait. Ainsi en témoigne l'accord liant, depuis juillet 2002, EXXON MOBIL, ROYAL DUTCH SHELL, GAZPROM et PETROCHINA au sujet d'un projet de construction d'un gazoduc en Chine devant permettre l'approvisionnement de Shanghai. Ce dernier devrait être opérationnel en 2004.

➤ **Stratégie 3 : L'intégration vers l'aval**

Ces mêmes sociétés pétro-gazières peuvent également mener une stratégie d'INTEGRATION VERS L'AVAL car cela permet notamment de s'assurer des débouchés. Les producteurs (pétro-gaziers occidentaux) ont historiquement procédé à une intégration vers l'aval en prenant des participations dans les sociétés de transport / distribution qui devenaient par-là leurs filiales. Mais les régulateurs ont tendance à s'opposer à l'intégration verticale lorsqu'elle est, ainsi, le fait des opérateurs historiques. Néanmoins, l'ouverture des marchés démontre que, naturellement, les acteurs de l'aval gazier cherchent à remonter vers l'amont et inversement. Le Tableau 6 actualise ses prises de participations historiques et témoigne des mouvements de scission qui ne sont que le résultat de la déintégration verticale d'opérateurs historiquement intégrés. C'est le cas de la SNAM, détenu jusque là à 100% par ENI, le producteur italien dominant. Néanmoins en novembre 2001, après une scission en trois entités distinctes de : transport, stockage et fourniture, 40,2% de SNAM RETE GAZ (l'entité chargée du transport) ont été introduits en bourse. C'est également le cas en Espagne où REPSOL-YPF détient 45,3% d'ENAGAS, filiale à 100% de GAS NATURAL. En effet, cette part devrait être modifiée par l'introduction en bourse de 65% d'ENAGAS en 2002.

**Tableau 6 : Participations des pétro-gaziers dans les transporteurs ou les distributeurs**

PAYS	SOCIETE	ACTIONNAIRE PETROGAZIER
PAYS BAS	GASUNIE	25% Shell (RDS) 25% Exxon (EM)
ALLEMAGNE <sup>6</sup>	THYSSENGAS	25% Shell
	BEB	50% Exxon
	WINGAS	35 % Gazprom
ITALIE	SNAM	ENI <sup>7</sup>
ESPAGNE	ENAGAS	45.3% Repsol <sup>8</sup>
FRANCE	GSO	70% TotalFinaElf
	CFM	45% TotalFinaElf

*Source : Rapport d'étape CRE 15 janvier 2002, La Tribune.*

<sup>6</sup> Ruhrgas ne figure pas ici du fait de la tentative de fusion avec E.ON qui est en ce moment stoppée pour examen par les tribunaux après que le gouvernement ait délivré une autorisation exceptionnelle en juillet.

<sup>7</sup> 40,24% de SNAM en bourse en Novembre 2001.

<sup>8</sup> Cette part devrait changer du fait de l'introduction en bourse de 65% d'Enagas 2002. 25% de GAS NATURAL seront également introduits en bourse. Gas Natural a acquis ENAGAS devenant ainsi le gazier national pour l'Espagne. En janvier 2001 prise de contrôle par REPSOL. Pas de présence significative dans les autres pays européens mais premier gazier européen en Amérique du Sud. Entre 2000 et 2001 il a perdu des parts de marché (de 92% à 85%) du fait de la concurrence dans la fourniture de gaz.

Néanmoins, avec l'ouverture à la concurrence, les producteurs peuvent également être tentés d'intervenir directement auprès des consommateurs pour les approvisionner. Quand ils ne sont pas associés, ils se positionnent seuls et cherchent pour cela à acquérir des licences. BP notamment en a une en Espagne et approvisionne des consommateurs directement pour une part de marché de 3%. L'objectif de BP est clair. En 2001, la compagnie réalise des ventes directes auprès des grands consommateurs principalement au RU, mais également en Espagne et en Italie et le groupe cherche à développer cette activité ailleurs en Europe. Des accords ont été conclus concernant, par exemple, la livraison de 9,3 millions m<sup>3</sup>/an de gaz Algérien (In Salah) vers Espagne et Italie. De la même manière ce sont 5,2 millions m<sup>3</sup>/an en provenance de Trinidad qui iront vers l'Espagne (GNL). Ces livraisons devraient démarrer en 2002 ou 2003 et courront sur 15/20 ans. L'intervention directe et l'acquisition de licences s'expliquent lorsque l'opérateur ne détient pas de participations dans l'activité de distribution. Une seconde stratégie consiste à acquérir, par croissance externe, des parts dans les distributeurs. ENI et SHELL se sont livrés à ce type d'acquisitions.

**Tableau 7 : Prises de participation des pétro-gaziers dans l'aval gazier à l'international (ENI)**

PETROGAZIER	OPERATEUR OU CONCESSION (DISTRIBUTION)	PARTICIPATION PRISE	DATE
ENI	GALP Distribution de gaz en Espagne et au Portugal	33% du capital pour ENI <sup>9</sup>	01/2000
	EPA Thessaloniki et Thessaly Sociétés de Distribution Grecques	49%	2000
	Inversora Cuyana Distribution, Argentine (ville de Mendoza)	76%	2000
	Distribuidora de Gas del Centro Distribution, Argentine (ville de Cordoba)	21.6%	2000
	Attribution d'une concession dans l'Etat de San Paolo (9 millions d'habitants)	-	2000
	Avec EnBW, reprise de GVS	au total 95.62% <sup>10</sup>	2002

*Source : La Tribune, site opérateur.*

<sup>9</sup> Le reste revient au gouvernement Portugais (34.81%), EDP (14.27), Caixa (13.5%), Iberdrola (4%). Cela lui permet d'intervenir sur les marchés Portugais et Brésiliens mais aussi espagnol car GALP a une participation dans le Transmaghreb et dans le terminal de GNL de Sines.

<sup>10</sup> Rachat de 62.22% de son capital au land du Bade-Wurtemberg (25%) et à 6 sociétés locales de services municipaux (37.22%) +33.4% EnBW.

L'accord stratégique avec IBERDROLA et la participation d'ENI dans GALP font penser que le groupe cherche à acquérir une bonne part du marché espagnol. Les axes stratégiques d'ENI semblent être de viser en priorité le pourtour du bassin méditerranéen et l'Amérique du sud alors qu'en Italie, ENI tâche de maintenir ses acquis et développe l'électricité. Les acquisitions d'ENI se font, donc, plus spécifiquement dans les pays méditerranéens ou en Argentine mais on soulignera également l'action menée en Allemagne avec l'acquisition, commune avec EnBW, de GVS. EnBW est un fournisseur d'électricité allemand qui a donc pris part, avec ENI, à une joint venture 50-50 pour acquérir l'opérateur gazier allemand. Ceci constitue une première concentration sur ce marché.

ROYAL DUTCH SCHELL acquiert également une société de distribution grecque en 2000. L'attrait de la Grèce est évident, à la vue des nombreuses prises de participation dans le pays, et s'explique par le faible développement actuel du marché et donc les perspectives futures alléchantes. La société EPA ATTIKI va alors se charger du développement des infrastructures autour d'Athènes pour augmenter la distribution de gaz. En 2002, c'est en Corée que le groupe réalise une acquisition.

**Tableau 8 : Prises de participation des pétrogaziers dans l'aval gazier à l'international (RDS)**

PETRO-GAZIERS	OPERATEUR OU CONCESSION (DISTRIBUTION)	PARTICIPATION PRISE	DATE
ROYAL DUTCH SHELL <sup>11</sup>	EPA ATTIKI (société grecque)	RDS en partenariat avec CINERGY acquiert 49% du capital <sup>12</sup>	2000
	KOGAS	Société publique sud coréenne gazier	Projet 2002 alliance stratégique

*Source : La Tribune, site opérateur.*

Outre ces participations dans des distributeurs les producteurs ont des participations dans des infrastructures de transport internationales (Interconnector, projets boucle méditerranéenne...).

<sup>11</sup> Au RU Shell dispose d'une filiale de commercialisation du gaz Shell Gas Direct. Sauf très indirectement Shell ne dispose pas d'intérêts dans la distribution et la vente de détail de gaz.

<sup>12</sup> le solde du capital est conservé par l'Etat grec.

En ce qui concerne les prises de participation stratégiques, les grands fournisseurs de l'Europe (GAZPROM, SONATRACH et STATOIL) bénéficient de par leur rôle dans l'offre de gaz européenne de rapports privilégiés avec les gaziers (transporteurs / distributeurs) européens. Leurs actions vont dans le sens d'une recherche d'un renforcement de ces liens et d'alliances avec les pétro-gaziers européens. GAZPROM est l'exportateur principal pour l'Europe. Il bénéficie des abondantes réserves russes qui représentent 23% des réserves mondiales. GAZPROM, vu la perspective de croissance de la demande européenne s'est donc fixé comme objectif de doubler ses exportations à destination de l'Europe (200 Gm<sup>3</sup>/an dès 2020). Dans cette optique les alliances stratégiques se multiplient tant avec les pétro-gaziers européens qu'avec les gaziers, comme en témoigne le Tableau 9 ci-dessous.

**Tableau 9 : Participations des pétro-gaziers extérieurs à l'UE (Gazprom)**

<b>PETRO-GAZIERS</b>	<b>CIBLE</b>
<b>GAZPROM</b>	Partenariat stratégique avec <b>SHELL 1997</b>
	<b>ENI 1998</b> Partenariat pour exploration extraction gaz Russe.
	Alliance avec <b>ENI 2000</b> « Blue stream Pipeline Company BV ».
	Accord d'approvisionnement avec Ruhrgas, 1998, étendus jusqu'en 2020.
	<b>GAZ DE FRANCE</b> <b>RUHRGAS</b> <b>WINTERSHALL</b> <b>SNAM</b> <b>2000</b> Construction d'un Tronçon du Yamal Europe
	<b>GAZ DE FRANCE</b> <b>RUHRGAS</b> <b>GAZPROM</b> acquisition des 49% du monopole gazier slovaque <b>SPP 2002</b>

*Source : La Tribune, site opérateur.*

GAZPROM a notamment pris des positions dans le tronçon aval du marché gazier. Il est engagé dans WINGAS, en Allemagne, (65% WINTERSHALL, 35% GAZPROM) et dans PROMGAS en Italie. Il s'agit dans le second cas, d'une association avec ENI pour vendre 2Gm<sup>3</sup> à EDISON. Les deux acteurs sont d'ailleurs liés à divers niveaux. Ils ont établi, en 1997, un partenariat pour l'exploration et l'extraction de gaz russe. Ce projet concerne plus précisément les gisements de la région d'Astrakan. Mais ils sont également, depuis 2000, parties prenantes (50/50) dans la joint venture, « Blue Stream Pipeline Company BV », qui projette la construction d'un gazoduc sous



marin à destination de la Turquie, sous la mer noire. L'objectif pour ENI est de pouvoir vendre 8 milliards de m<sup>3</sup> à la Turquie.

GAZPROM a également lié un partenariat stratégique avec SHELL présenté, à l'époque, comme une stratégie pour faire contrepoids face au GFU norvégien et palier à la crainte du risque politique. Mais GAZPROM a aussi développé une stratégie concernant les voies de transit du gaz produit et exporté. L'accord avec RUHRGAS, en 1998, qui prévoit le transit du gaz russe par l'Allemagne témoigne de cet axe stratégique. Un tiers de la demande de RUHRGAS sera ainsi couvert. En contrepartie, celui-ci prend 2,5 % du capital de GAZPROM. L'acquisition, en juillet 2002, de 49% du monopole gazier slovaque SPP lui permet ainsi de contrôler la partie Tchécoslovaque du gazoduc de transit de la Russie vers l'Europe. Or celui-ci transporte 75% des ventes de gaz naturel à l'Union Européenne la position stratégique est donc forte.

Le contexte européen est tendu, tant l'Algérie que la Russie poursuivent un débat animé avec la commission européenne sur les contrats à long terme de vente de gaz. Les exportations d'hydrocarbures (97% des exportations en 2001) sont vitales pour l'économie algérienne et la SONATRACH fait le nécessaire pour étendre ses capacités d'exportation.

**Tableau 10 : Participations des pétro-gaziers extérieurs à l'UE (Sonatrach)**

<b>PETRO-GAZIERS</b>	<b>CIBLE</b>
<b>SONATRACH<sup>13</sup></b>	Association avec <b>BP 1995</b> pour développer les réserves d'In Salah
	<b>2000 avec CEPSA<sup>14</sup></b> constitution d'une société pour la construction de la canalisation d'exportation Mostaganem Cartagène via Espagne en évitant le Maroc. Eni, Gaz de France constituent les autres partenaires qui se sont joints au projet.
	<b>Juin 2000</b> avec <b>GAZ DE FRANCE<sup>15</sup></b> et <b>PETRONAS</b> pour l'exploration du bassin d'Ahnet (sud d'In Salah) Réserves potentielles 140 Gm <sup>3</sup>
	<b>Août 2001</b> Accord d'exploration au Yemen, <b>AGIP</b> cède 40% de ses parts dans le bloc 2

*Source : La Tribune, site opérateur.*

La compagnie Algérienne exporte surtout vers la France, l'Italie et l'Espagne à la fois sous forme de GNL et par canalisations. Ses alliances reflètent cela. Son objectif est de fournir 100 Gm<sup>3</sup>/an en 2020.

STATOIL est la compagnie nationale et gazière de Norvège. C'est par nature et par volonté politique également un groupe spécialisé géographiquement, détenteur de droits majoritaires sur 14 des 15 premiers blocs de production alloués. Il a construit son avantage comparatif sur cette spécialisation mais il est quand même présent dans 23 pays. De par son activité dans la production de pétrole STATOIL est habitué à organiser un partage des risques et pour cela noue naturellement des alliances. Néanmoins, c'est dans le domaine du transport de gaz que celles-ci se révèlent plus stratégiques. Depuis 1996 la firme est alliée à LINDE pour trouver des solutions techniques permettant d'abaisser les coûts de production du GNL et ce afin de mieux maîtriser la filière et rendre les exportations (notamment vers les USA) possibles. Les alliances sont rares, le concours de RUHRGAS lui aura permis de rentrer sur le marché d'Europe de l'Est et de se

<sup>13</sup> Compagnie Algérienne exporte surtout vers la France, l'Italie, l'Espagne (GNL et canalisations).

<sup>14</sup> TOTALFINAELF en détient 45%, et directement ainsi qu'indirectement il détient 20.8% dans Medgaz ce consortium prévoit la construction d'un gazoduc sous-marin de 450 km entre Arzew (Algérie) et Almeria (Espagne) 12% pour TFE autres membres CEPSA, SONATRACH 20% chacun, ENDESA, GAZ DE FRANCE, ENI 12% chacun. Partenariat avec Gas de Euskadi, pays Basque, pour la mise en place d'une interconnexion avec l'Espagne (Irun-Bidart).

<sup>15</sup> Participe à hauteur de 25%.

positionner comme un concurrent à GAZPROM. Enfin, en octobre 2000 STATOIL cède 12% de Snohvit à GAZ DE FRANCE or c'est le plus grand gisement de la mer de Barents.

**Tableau 11 : Participations des pétro-gaziers extérieurs à l'UE (Statoil)**

PETRO-GAZIERS	OBJECTIF AFFICHE	CIBLE
STATOIL	Expansion des exportations Objectif 70 Gm <sup>3</sup> en 2020 <sup>16</sup>	Intérêt annoncé pour GAZ DE FRANCE
		<b>2000 GAZ DE FRANCE</b> acquiert de STATOIL 12% dans le gisement de Njord 20% dans le champ gazier de Snohvit (> à 200 Gm <sup>3</sup> de réserves)

*Source : La Tribune, site opérateur.*

Probablement que les réserves du pays et les prévisions de demande de gaz à terme expliquent le relatif isolement choisi par STATOIL. La Norvège a privilégié une stratégie portant sur sa politique d'exportation afin de se positionner réellement face aux producteurs concurrents alimentant l'Europe, essentiellement GAZPROM, par une diversification des routes d'approvisionnement. Ces réserves, sa position géographique les points de raccordement au réseau européen lui offrent une position stratégique forte.

#### ➤ *Stratégie 4 : La production d'électricité*

Certains producteurs vont se positionner dans le secteur électrique notamment car ainsi ils valorisent la production de gaz par celle de l'électricité. C'est notamment le cas de SHELL qui dès 1998 augmente sa participation dans INTERGEN, société qui construit des centrales. C'est également le cas de TOTALFINAELF, ENI et la SONATRACH.

##### • TOTALFINAELF

- Le groupe tente de valoriser sa position de producteur en Amérique latine en produisant de l'électricité à partir du gaz. Ce mouvement est initié en 2000 par l'acquisition d'actifs électriques dont GENER en Amérique du Sud. GENER représente les activités argentines de l'électricien chilien, soit globalement 2 165 MW de capacité installée au gaz.

<sup>16</sup> 44 Gm<sup>3</sup> 1999.

- En 2000, TOTALFINAELF augmente également sa participation dans HUMBER POWER de 12,5 à 40% (CENTRICA 60%). Ainsi, il disposera de la seconde tranche de la centrale soit de 527 MW. En fait HUMBER POWER gère la centrale électrique SOUTH HUMBER BANK qui est une centrale à cycle combiné qui a une capacité de 1260 MW dans le Nord Est de l'Angleterre. Elle consomme annuellement 2 Gm<sup>3</sup> de gaz naturel pour une production électrique de 10 TWh/an.
- En 2000 également, TOTALFINAELF a pris une participation de 20% dans la centrale électrique d'Abu Dhabi et sera chargé du projet d'extension de la dite centrale.
- En juillet 2001 TOTALFINAELF lance des études, via ROMA ENERGIA , en vue de la construction d'une centrale de cogénération à Rome.
- TOTALFINAELF étudie également un projet de cogénération, en France, à Gonfreville l'Orcher. Ce projet qui devrait bientôt voir le jour est d'une puissance de 260 MW (TFE 25%, EDF 50%, TEXACO 25%)

- ENI

ENI a acquis en 2000 une participation dans IBERDROLA GAS. Celle-ci lui permet de développer les ventes de gaz en Espagne. Son objectif est d'acquérir une part de marché de 15% minimum en 2005. En contrepartie de l'approvisionnement en gaz IBERDROLA aidera ENI à développer ses activités électriques.

- SONATRACH

La SONATRACH discute avec CEPSA sur des projets de cogénération en Espagne. Elle affiche la volonté, grâce à ALGERIAN ENERGY COMPANY, dans laquelle SONELGAZ est impliqué également, être prête à saisir les opportunités qui se présenteront (annonce 2001).

Le développement des activités électriques s'inscrit dans la stratégie de valorisation financière et d'optimisation de débouchés, vu que la production de gaz est appelée à augmenter fortement en Europe, dans les années à venir.

## **II-2- L'aval gazier : Transport, Distribution et Négoce**

Ces mouvements montrent les risques et la nature des menaces qu'encourent les compagnies de l'aval gazier. Les compagnies impliquées dans la commercialisation de la molécule risquent de perdre une partie des clients éligibles, au profit des pétro-gaziers. En ce qui concerne la gestion des infrastructures de transport et de distribution (les réseaux), une certaine forme de concurrence n'est pas exclue non plus car le caractère de monopole naturel de cette activité n'est pas aussi fort que pour la gestion des réseaux électriques.

Historiquement, les marchés nationaux du gaz naturel se sont organisés autour d'opérateurs (qualifiés aujourd'hui d'« historiques ») qui bénéficiaient d'un monopole (de jure ou de facto) pour la gestion des réseaux de transport et de distribution et la fourniture en gaz naturel des utilisateurs finals. L'ouverture des marchés, telle que la Directive 98/30 du 22 juin 1998 la prévoit, implique au minimum une séparation comptable des activités relatives à la gestion des réseaux qui doivent être régulées et des activités de commercialisation de la molécule qui appartiennent à la sphère concurrentielle. La seconde Directive devrait, selon toute vraisemblance, pousser plus loin le degré de séparation nécessaire entre les différentes activités de l'opérateur historique afin de garantir un accès non discriminatoire aux infrastructures pour tous les négociants (opérateurs historiques et entrants). Les entreprises gazières impliquées dans l'aval, aujourd'hui encore essentiellement des opérateurs historiques, vont adapter leurs stratégies pour faire face au nouvel environnement concurrentiel qui se dessine en Europe.

Les opérateurs historiques peuvent être classés dans deux principales catégories. Certains étaient des filiales de pétro-gaziers : GASUNIE (pays bas) ; RUHRGAS (Allemagne) ; SNAM (Italie), GSO (France) ; ENAGAS (Espagne). Pour faciliter l'accès des entrants à la ressource gazière, certains régulateurs nationaux (Italie, Espagne) envisagent d'imposer une séparation entre les activités de l'amont et les activités de l'aval. Le second groupe est constitué des opérateurs qui au contraire demeuraient indépendants des pétro-gaziers, comme GAZ DE FRANCE. Les opérateurs du second groupe se sont dès lors engagés dans une stratégie d'acquisition directe de réserves (c'est le cas de GAZ DE FRANCE), notamment en Mer du Nord auprès de

TOTALFINAELF et de STATOIL), ou de partenariat via des participations croisées avec un ou plusieurs pétro-gaziers.

➤ ***Stratégie 1 : Réponse préventive consolider un avantage concurrentiel sur un segment***

FLUXYS ( ex Distrigaz) et GAZ DE FRANCE constituent des exemples de ce type de stratégie. Ils renforcent, en effet, leurs capacités de transport ou de contrôle des capacités de transit et se spécialisent dans les activités liées à ces infrastructures et à l'évolution du marché du gaz, comme le « *trading* ».

FLUXYS s'est doté d'une capacité de transport de GNL en 2000, en acquérant une société américaine (CABOT LNG) entité rebaptisée maintenant ELECTRABEL LNG. C'est également la société qui gère le Hub de Zeebrugge où se rejoignent les gazoducs Interconnector (RU) et Zeepipe (Norvège). Elle est gestionnaire des activités de « *trading* » dans le hub. Cette fonction devrait prendre un essor important dans le futur.

GAZ DE FRANCE prend une participation dans SPP, industrie gazière slovaque spécialisée dans l'activité de transport (90 milliards de m<sup>3</sup>/an de gaz Russe distribué ensuite à près de 1.3 millions de clients). SPP était privatisé à 49% et le consortium GAZ DE FRANCE, RUHRGAS, GAZPROM s'est proposé. La finalisation de l'opération intervint en juillet 2002.

➤ ***Stratégie 2 : Les prises de participation amont***

Les opérateurs historiques de l'aval gazier vont donc chercher à réduire leur dépendance à l'égard des producteurs afin de réduire le coût d'acquisition de la ressource et continuer à assurer la sécurité des approvisionnements. Pour cela, les opérateurs gaziers ont pu agir selon deux stratégies principales.

La stratégie de remontée vers l'amont est envisageable malgré les écueils qu'elle comporte. En effet, la production de gaz est une activité qui requiert des compétences que n'ont pas les opérateurs de l'aval gazier. Une manière de contourner cette difficulté consiste à prendre des participations dans des gisements gaziers sans en être l'opérateur. Ainsi l'opérateur de l'aval gazier détient une part de la production extraite et contourne le problème de compétence. GAZ DE FRANCE qui s'est fixé un objectif ambitieux en terme de maîtrise de sa dépendance donc de son approvisionnement c'est livré à ce type de prises de participation (Tableau 12). GAZ DE FRANCE, en l'occurrence, veut pour 2005 détenir 15% de l'approvisionnement gazier français. En fait cette stratégie semble concerner principalement GAZ DE FRANCE, GAS NATURAL et CENTRICA.

**Tableau 12 : Stratégies de prises de participation amont (GDF)**

<b>OPERATEUR GAZIER</b>	<b>GISEMENTS</b>	<b>PARTICIPATIONS ET AUTRES ACTEURS</b>	<b>DATE</b>
GAZ DE FRANCE	Acquisition d'un permis en Algérie (Touatbassin de Sbaa 60-120 milliards de m <sup>3</sup> de gaz de réserves)	devient opérateur	2002
	Acquisition de 30% d'un bloc (licence) pour la production d'hydrocarbures en mer du nord (permis offshore).	-	2002
	Joint venture Egyptian LNG (ELNG) GAZ DE FRANCE a 5% du capital de ELNG	entre BG, Edison, EGAS et EGPC	2002
	projet de développement du Gisement d'Ahnet Sahara	GAZ DE FRANCE 25% Petronas 45% Sonatrach 30%	Juin 2000
	participation dans 6 gisements de la mer du nord	Acquisition auprès de Statoil	Octobre 2000
	Participation dans 7 gisements de la mer du Nord	Acquisition auprès de Trans-Canada	Août 2000
	blocs en mer du Nord	Achat de 35% auprès d'Arco et Ranger Oil	Octobre 1999

*Source : La Tribune, site opérateur.*



GAZ DE FRANCE multiplie donc ses engagements dans la production. L'acquisition des permis se fait à un rythme soutenu en Algérie mais aussi et surtout en mer du Nord. Récemment GAZ DE FRANCE a noué des relations importantes avec l'Égypte. GAZ DE FRANCE a en effet pris 5% du capital de EGYPTIAN LNG au côtés de BG, EDISON, EGAS (Egyptian Natural Gas Holding Company) et EGPC (Egyptian General Petroleum Corporation). Ceci fait suite à la signature d'un accord en novembre 2001, associant GAZ DE FRANCE au développement de l'industrie gazière égyptienne. Cet accord lie GAZ DE FRANCE, EGAS et EGPC et concerne la chaîne gazière dans son ensemble comme en témoignent les projets 2002 : de construction d'une usine de liquéfaction de gaz naturel dans la région d'Alexandrie ou encore l'investissement de GAZ DE FRANCE à Fos-sur-mer pour la construction d'un terminal méthanier.

**Tableau 13 : Stratégies de prises de participation amont (Centrica)**

OPERATEUR GAZIER	GISEMENT	PARTICIPATIONS ET AUTRES ACTEURS	DATE
CENTRICA	Acquisition d'intérêts dans Hamerada Hess en Mer du Nord (3,11 milliards de m <sup>3</sup> ).	-	Novembre 2001
	Avalanche Energy Limited production gaz et pétrole	au Canada Pour faire face à la croissance de sa clientèle dans la région.	Décembre 2000
	Gisements offshore mer du nord (Southern North Sea)	Accord avec VEBA OIL et GAS UK et TOTAL OIL MARINE	Octobre 1999
	Accord d'achat de Gisements gaziers offshore	Accord conclu auprès de DANA PETROLEUM et BRITISH BORNEO	Février 1999
	Achat de POWERGEN NORTH SEA LIMITED (PGNS) <sup>17</sup>	Intérêts dans 8 champs de production et gisements gaziers non encore exploités	Octobre 1998

*Source : La Tribune, site opérateur.*

Lors de la dé-intégration verticale de BRITISH GAS en 1997, les actifs d'exploration production ont été rassemblés au sein de BG plc l'entité qui rassemblait les activités amont et le transport (via Transco). CENTRICA, l'entité séparée chargée du négoce a été autorisée à conserver un champ (Morecambe) pour disposer d'une certaine flexibilité dans ses approvisionnements face à la dégradation de son facteur de charge provoqué par la diminution de la part des industriels dans

<sup>17</sup> Filiale de Powergen. Powergen la société mère a ensuite été acquise par E.ON.

son portefeuille de clientèle. Par la suite, CENTRICA a décidé de développer ses activités de production en Europe, surtout en mer du nord, mais aussi au Canada pour faire face à la croissance de sa clientèle dans la région.

Enfin, GAS NATURAL et REPSOL-YPF ont créé une joint venture (RY GAS) qui regroupe les activités de commercialisation de GNL hors Espagne et doit gérer la flotte de méthanier. Cette évolution datée d'avril 2002 traduit la volonté d'expansion du groupe.

Comme les acteurs de l'aval ont des ressources bien plus modestes que les pétro-gaziers le rapport de force dans la négociation n'est pas en leur faveur et les prises de participation se révèlent très coûteuses. Une alternative, qui revient pour les opérateurs de l'aval à valoriser leur savoir-faire, est également de rechercher une alliance avec un producteur (cf.tableau1).

Enfin, il convient de noter que les acteurs peuvent avoir recours depuis peu à un mode d'approvisionnement flexible grâce aux marchés spots. Cette possibilité apparaît en conséquence du développement des hubs européens avec tout d'abord ceux de Zeebrugge (Belgique) et Bacton (Royaume-Uni) et devrait se développer avec eux (voir aussi Hubs de Emden/Bunde en Allemagne, Baumgarten en Autriche). DISTRIGAZ (devenu FLUXYS depuis relayé par une nouvelle entreprise DISTRIGAZ de commercialisation) est actuellement le principal acteur à s'approvisionner de manière importante par ce biais, à hauteur de 19% environ. Ceci est probablement lié à la position de Suez en terme de gestion du Hub (« huberator »). Le recours au marché spots («trading») a comme avantage d'introduire une forte flexibilité dans l'approvisionnement et de permettre une action spéculative génératrice de gains conséquents néanmoins il comporte des risques importants tant du point de vue financier qu'en terme de rupture des approvisionnements.

➤ ***Stratégie 3 : intégration aval (Transporteurs vers distributeurs) et internationalisation des compagnies de l'aval gazier.***

On peut interpréter ces mouvements qui semblent se faire essentiellement à l'étranger comme une conséquence de la libéralisation et ce à deux niveaux. Premièrement on peut envisager que ce

mouvement se fasse essentiellement hors Europe du fait de la faible avancée de la libéralisation, de l'ouverture des marchés.

Deuxièmement, comme avec l'ouverture du marché les opérateurs historiques ont toutes les chances de voir leur influence sur leur marché domestique baisser, l'internationalisation est vue comme un moyen d'assurer leur développement. On note alors le dynamisme, à nouveau de GAZ DE FRANCE et CENTRICA dans ce domaine.

**Tableau 14 : Opérations à l'international des acteurs gaziers (Gaz de France)**

ACTEUR	DATE	CIBLE	PAYS	PARTICIPATION
GAZ DE FRANCE	1998	Gasag	Allemagne	38.2%
	1999	Volunteer Energy	RU	100%
	2000	4 sociétés de transport/distribution	Mexique	De 50 à 100%
	2002	avec ses filiales GASEBA (Uruguay) et GAS NEA (Argentine) investissements lourds projets de construction de gazoducs	Argentine, Uruguay	-
	2002	négociation concernant AEM (distribution de gaz et électricité, régie municipale de Milan).	Italie	-

*Source : La Tribune, site opérateur.*

GAZ DE FRANCE est ainsi présent, grâce à ses filiales, en Amérique du Nord et notamment au Mexique, en Argentine et en Uruguay. L'entreprise avait projeté de faire des investissements lourds dans ces pays, projets qui ont probablement été affectés par la crise argentine. Ses prises de position en Europe concernent les marchés allemand et anglais alors qu'en 2002 GAZ DE FRANCE lance la discussion en ce qui concerne la régie municipale de gaz de Milan.

Avant la scission BG s'était déjà engagé en Argentine et au Brésil mais la politique d'extension des capacités de distribution est poursuivie par CENTRICA. On notera notamment une prise de position aux USA.

**Tableau 15 : Opérations à l'international des acteurs gaziers (BG ; Centrica)**

ACTEUR	DATE	CIBLE	PAYS	PARTICIPATION
BG	1998	Metrogas (distributeur)	Argentine	45%
	1999	Combas	Brésil	52%
CENTRICA	2000	Direct Energy Marketing (distribue également de l'électricité)	Canada	100%
	2000	LUMINUS (distribution, 700 000 clients <sup>18</sup> )	Belgique	50%
	2001	Energy America (distribue également de l'électricité)	USA	100%

*Source : La Tribune, site opérateur.*

Enfin le dernier tableau regroupe les opérations entreprises par divers acteurs européens pour compléter leurs activités et positionnement sur des marchés spécifiques (ex. RUHRGAS en Slovénie). La stratégie de GAS NATURAL apparaît clairement également le groupe cherche à maintenir sa position sur le marché domestique par une stratégie multiservices et en parallèle s'attaque au marché sud américain.

**Tableau 16 : Opérations à l'international des acteurs gaziers (Rurhgas, Italgas, Gas Natural)**

ACTEUR	DATE	CIBLE	PAYS	PARTICIPATION
ITALGAS	2000	SPNG	Slovénie	100%
RUHRGAS	2000	Latvijas Gaze	Lituanie	25.6%
GAS NATURAL	1998/1999	Gas Natural del Oriente	Colombie	54.5%
	2001	Metrogas19	Mexique	100%

*Source : La Tribune, site opérateur.*

#### ➤ *Stratégie 4 : Diversification*

Par le service gazier : Pour garder leurs clients ou en conquérir de nouveaux les acteurs de l'aval gazier développent et revoient leur politique commerciale. La première mesure dans ce domaine consiste, pour ceux qui en décident seuls, à ne pas répercuter les mouvements haussiers des cours du gaz dans leurs prix.

<sup>18</sup> Tentative de joint venture qui fut un échec avec Essent en 2000 du coup action en Belgique car son objectif est d'atteindre un objectif de 5 millions de clients en Europe continentale avant 2005. Elle veut atteindre les 10 millions aux USA (à 50/50 en croissance interne versus externe).

<sup>19</sup> 2000 Acquisition des actifs de distribution de gaz appartenant à Hidrocantabroco au Mexique et achat de 13% du distributeur mexicain Metrogas.

Le second type d'action concerne les améliorations apportées à la politique commerciale avec par exemple la réorganisation des structures commerciales, ou la création de structures spécifiques pour les clients éligibles (Ex. *Tractebel Industrial Solutions*, et *Suez Industrial Solutions* qui coordonnent les projets multiservices). C'est le groupe qui illustre le mieux la stratégie multiservices de par l'ancienneté de cette pratique. Une seconde possibilité est celle de la multiplication des options tarifaires, de facturation adaptée aux besoins de la clientèle. Avec parfois (ex. CENTRICA) la facturation jointe électricité/gaz. On peut également souligner l'entrée de nouveaux acteurs que sont les intermédiaires qui se chargent de négocier, pour des tiers, des tarifs avantageux notamment auprès des distributeurs. A titre d'exemple nous pouvons citer les négociants AMPERE et KILOWATTHAANDEL sur le marché Allemand.

Les compagnies de l'aval gazier exploitent également différentes sortes de services gaziers. Ces services sont par exemple la location de capacité de stockage, la gestion des transactions financières sur les marchés de l'énergie ou l'ingénierie gazière et les prestations de conseil. Parmi ces services on retrouve des activités autrefois intégrées qui constituent désormais des offres commerciales annexes avec la déintégration de la chaîne gazière. **Il s'agit notamment des services liés au transport, comme le stockage. Citons quelques firmes qui développent cette stratégie :**

- FLUXYS exploitant du hub de Zeebrugge, gestionnaire du marché spot de Zeebrugge ;
- GASUNIE par la mise à disposition de capacités de stockage à des tiers et développement du transit international;
- GAZ DE FRANCE, SNAM, par le développement du transit international ;
- TRANSCO par l'extension du réseau.

Le stockage va prendre une importance stratégique indéniable en parallèle de l'introduction de la flexibilité dans les approvisionnements avec le développement du « *trading* » sur les marchés spot. L'ingénierie gazière ou les prestations de conseil connaissent une expansion indéniable (maintenance d'équipements énergétiques, services énergétiques, mesure, contrôle). Il faut noter que GAZ DE FRANCE se renforce dans le domaine des services énergétiques sur le créneau de la maintenance des installations en 2002 en acquérant 20% de CGST Save. En Italie également le groupe achète Policarbo et Zanzi (via Cofathec Italia sa filiale) spécialistes du génie climatique

(2002). On assiste également à un développement des services de réseau (ventes électricité, télécommunications, eau, logistique...).

**En touchant au secteur de l'électricité puisque l'ouverture des marchés rend cela possible :**

les acteurs sont dorénavant multiénergies (ex. BG, BP, ENI, GAS NATURAL, STATOIL, TOTALFINAELF, TRACTEBEL-SUEZ). En mai 2001 notamment, CENTRICA rachète 60% des actions de HUMBER POWER Ltd (opérateur de centrale électrique). On peut également citer le projet DK 6 en 2002 qui unit GAZ DE FRANCE et Usinor Air Liquide pour le montage d'une centrale innovante qui transformerait les gaz rejetés par le sidérurgiste en électricité (mise en service prévue en 2005).

**En touchant au secteur des Télécoms synergies entre activités de réseau :** facturation qui se fait sur le même mode; avantage des banques de clients constituées et souvent communs. Ceci implique une bonne connaissance de leurs habitudes, de leurs caractéristiques et de leurs besoins (Centrica 2000, Ruhrgas, Transco, Gas Natural).

Divers on peut également relever les actions de CENTRICA qui s'est lancé dans l'assistance automobile mais également, comme d'autres, dans les services financiers (CENTRICA 1997 ; EON/ POWERGEN). Enfin certains acteurs comme ITALGAS ont développé des compétences en matière de gestion de l'eau.

L'électricité s'impose cependant comme la possibilité la plus logique l'offre conjointe des deux énergies constituant un atout important au niveau commercial. Le problème pour les acteurs gaziers est qu'il leur faut affronter des entreprises d'une taille bien supérieure à la leur. Tout comme dans les négociations avec les producteurs de gaz le rapport de force n'est pas en leur faveur.

### **II-3. Les producteurs d'électricité**

Une nouvelle catégorie d'acteurs apparaît depuis quelques années sur le marché du gaz. Ce sont les compagnies d'électricité qui ont perçu l'intérêt stratégique de contrôler la ressource gazière

notamment si elles l'utilisent dans la production de l'électricité. Leur intervention se fait alors, par croissance interne (développement des filières à cycle combiné à gaz et des cogénérations) et par croissance externe (acquisition de participations dans l'aval gazier en Europe).

On voit apparaître des opérateurs mixtes gaz – électricité. Ces nouveaux acteurs sont intéressés par la possibilité de réaliser des arbitrages gaz - électricité avec « *trading* » des deux énergies. Cela ne se fait surtout au RU du fait de l'avancée de la libéralisation mais aussi en Italie et en Espagne car l'accès aux ressources gazières y est rendu possible grâce au « *release gas* ». Leur expansion repose en partie sur leur capacité à proposer des engagements à moyen et long terme réguliers aux producteurs, directement, car ils peuvent offrir la couverture du risque volume (ex. : Italie EDISON achat de 2Gm<sup>3</sup> /an de gaz Russe ; ENEL achat 3.5 Gm<sup>3</sup>/an de gaz Nigérian).

E.ON projette, par exemple, de devenir un distributeur de premier rang (distribution et fourniture au détail) dans la zone d'influence de Europe de l'Est. En outre, il exploite sa clientèle dans le domaine électrique pour progresser dans le segment gazier. En 2001, le gaz représente à peu près 1% du CA du groupe E.ON, hors participation dans les distributeurs. E.ON détient deux sociétés gazières importantes en terme de part de marché domestique, 50% à elles deux, que sont Thuega et Contigas. Sa stratégie inclut donc un positionnement fort sur le marché domestique ainsi que sur les marchés de l'est (Lithuanie, Suède...).

**Tableau 17 : Opérations réalisées par les électriciens dans le secteur du gaz (E.ON)**

ACTEUR	CIBLE	PARTICIPATION	PAYS
E.ON	Thuega et Contigas holdings aux intérêts gaziers importants Filiales gazières importantes Gasuf (détenu à 30.6% par Thuega) distribution, Mainova (Thuega en détient 23.9%).	–	Allemagne
	Heingas (distributeur allemand)	61.9% <sup>-20</sup>	Allemagne
	Prend également des participations dans les entreprises municipales ou « Stadtwerke »	–	Allemagne
	NATURGAS Exploitant du réseau Importateur de gaz auprès de Vattenfall	51%	Suède <sup>21</sup>
	Ruhrigas 26% détenus puis chercha à prendre son contrôle <sup>22</sup> 25.5% détenus par Gelsenberg AG assurés Reprise de 18.4% de RAG dans Ruhrigas contre Degussa (filiale d'E.ON dans la chimie) donc accord avec Bergemann Gmbh puis accord avec Exxon mobil Shell Preussag pour rachat de leurs 40%	2002 l'opération est soumise aux décisions de veto de l'office des cartels et d'autorisation exceptionnelle par la suite du gouvernement.	
	avec Ruhrigas projet LIETUVOS DUJOS Compagnie de gaz lithuanienne	34% 2002	Lithuanie
	Gaz de Wersertal (EWW ; production d'électricité) + activité de distribution de FORTUM 190 000 clients	100% 2002	Allemagne (zone d'activité)

*Source : La Tribune, site opérateur.*

L'autre électricien allemand, RWE, témoigne également, depuis 1999, d'un intérêt pour le gaz. Ce mouvement est initié avec la fusion avec VEW puis THYSSENGAS qui donna lieu à l'apparition de RWE Gas. RWE procède également par prises de participations dans la distribution bien que l'acquisition de THYSSENGAS, notamment, lui permette d'être présent sur d'autres segments. De ce fait, le groupe est présent dans l'approvisionnement (achat de LT), le transport et la vente en gros. Alors, contrairement à E.ON qui vend essentiellement aux particuliers, RWE vend aux distributeurs locaux et aux grands comptes (électriciens). On le

<sup>20</sup> Selon les sources 90%.

<sup>21</sup> E.ON intervient également aux Pays Bas (D-Gas), en Suisse, en Autriche, en Hongrie, en république tchèque et en Italie (Deltagas, Energas, CO.gas).

<sup>22</sup> E.ON a racheté la part de BP. Lui cède en 2002 également 49% de VEBA OEL.



retrouve donc dans l'ensemble de la chaîne gazière ce qui explique l'implication dans l'exploitation des gisements ou dans le stockage. RWE semble afficher la volonté de s'implanter fortement aux Pays-Bas. Les positions prévues sur INTERGAS et OBRAGAS, respectivement au 8ème et 5ème rang des distributeurs Hollandais, ajoutées à l'acquisition de NUTSBEDRIJF, début 2000, ferait de RWE le détenteur de 7% du marché du gaz néerlandais.

**Tableau 18 : Opérations réalisées par les électriciens dans le secteur du gaz (RWE)**

ACTEUR	CIBLE	PARTICIPATION	PAYS
RWE	Licences d'exploration en Norvège RWE assure à peu près 9% de la production de gaz en Allemagne.	-	Norvège
	Prise de contrôle de THYSSENGAS	75% en 2000 <sup>23</sup>	Allemagne
	NAFTA société de stockage	40% acquis en 2000/2001	Slovaquie
	Prise de participation dans la Stadtwerke Worms	2000	Allemagne
	Alliance avec Wintershall pour participer à la privatisation des industries gazières slovaques	2001	Slovaquie
	Prévoit une prise de participation majoritaire dans Dutch Intergas	2001	Pays Bas
	OBRAGAS	90% en avril 2002 <sup>24</sup>	Pays Bas
	Acquisition de réseau de transport (gaz, électricité) Tchèque TRANSGAZ	mars 2002	Tchéquie

*Source : La Tribune, site opérateur.*

Les électriciens espagnols sont également assez actifs sur le marché gazier. UNION FENOSA, qui est le 3ème électricien espagnol (15% de la production), a établi un partenariat avec ITERA qui prévoit le développement en commun de gisements, de projets électriques en Europe de l'Est et la vente directe d'électricité en Espagne. Le groupe a en effet la volonté de contrôler, en 2005, 25% du marché gazier espagnol. Est ainsi prévu un fort programme d'investissement sur la période 2001-2005, notamment dans des usines de liquéfaction en Egypte. UNION FENOSA a également été présenté comme souhaitant prendre une participation dans ENAGAS. Le marché espagnol est l'objet d'une attention toute particulière de la part des électriciens nationaux. IBERDROLA a, en effet, également comme objectif de détenir 10 à 15% du marché en 2005. Il a

<sup>23</sup> En 1997 RWE acquiert 50% de Thyssengas et en 2000, rachat de la participation de 25% de Exxon.

<sup>24</sup> Cette acquisition fut projetée en février 2001, le feu vert du ministère est obtenu en avril 2002.

notamment instauré pour cela une collaboration avec ENI qui prévoit le développement des activités de « *trading* » et la distribution de gaz en Espagne.

**Tableau 19 : Opérations réalisées par les électriciens espagnols (Union Fenosa, Iberdrola)**

ACTEUR	CIBLE	PARTICIPATION	PAYS
UNION FENOSA	Licence pour commercialiser du GN en Espagne	–	Espagne
	Projet de hub gazier près de Valence	2001	Espagne
	Participation de 20% dans le consortium qui vise à construire un port de réception de GNL à Ferrol <sup>25</sup>	2001	Espagne
	Contrôle d'une société de distribution (Conecta) représentant 2000 clients.	détention de 60%	Uruguay
	construction de deux usines GNL avec BP	2001	Egypte
	EGPC pour 52TWh / an	2000/2001	
	Partenariat avec ITERA pour 69Twh/an	2000/2001	Compagnie Russe
IBERDROLA	Association avec ENI ENI POWER	10%	zone d'action Espagne

*Source : La Tribune, site opérateur.*

Enfin, ENDESA affiche comme objectif d'avoir une part de marché de 15% en 2005 alors que pour l'instant elle représente 5% du marché domestique et 10% du marché industriel (2ème distributeur espagnol). Pour cela elle prévoit un plan d'investissement de 20.5 milliards d'euros en Europe financé en partie par la revente de certains actifs. VIESGO est le holding qui regroupe ces actifs.

<sup>25</sup> Plus une usine de regazéification. Ce projet concerne également Endesa et Sonatrach, notamment.

**Tableau 20 : Opérations réalisées par les électriciens espagnols (Endesa)**

ENDESA	Acquisition de sociétés de distribution de gaz (REMU 49%, NRE 49%)	en 2000	Pays Bas
	Distribution de gaz grâce aux participations dans NQF Gas (49%) et aux filiales Portgas et Setgas.	-	Portugal
	MEDGAZ Consortium pour la construction d'un gazoduc entre Algérie et Espagne pour concurrencer le Maghreb-europe.	12%	-
	Participation à CSG (consortium de trading espagnol) <sup>26</sup>	2001	Espagne
	Participation de 20% dans un consortium qui vise à construire un port de réception de GNL à Ferrol	pour 20% 2001	-
	Projet de mise en place de CCGT avec Gas Natural	à horizon 2002 <sup>27</sup>	-

*Source : La Tribune, site opérateur.*

Le groupe EDISON, résultat de la prise de contrôle d'ITALENERGIA sur MONTEDISON puis EDISON, en fait un challenger sur le marché électrique et gazier italien. EDISON vise une part de marché de 15% en matière gazière et un rééquilibrage de ses ventes de gaz sur les différents marchés : électrique, industriel, résidentiel. Ainsi opère-t-il par croissance externe par acquisition de distributeurs ou par alliance avec des municipalités. Mais c'est pourquoi il multiplie également les interventions dans l'exploitation des gisements : Egypte, Mer du Nord, Khuzestan. Le groupe se livre également à la construction de nombreuses centrales, en Italie (Torino), Egypte (El sidir)... Le gaz représente 80% dans la production électrique du groupe.

<sup>26</sup> Représente environ 6% de la consommation totale en Espagne .

<sup>27</sup> Celle de Tarragona est en construction entrée en vigueur en 2003.

**Tableau 21 : Opérations réalisées par les électriciens dans le secteur du gaz (EDISON)**

ACTEUR	CIBLE	PARTICIPATION	PAYS
EDISON	Terminal GNL de Rovigo construit en partenariat avec Exxon mobil (approvisionnement)	Accord en 2000 mise en service prévue en 2004	Italie
	Construction centrale à Torino STEL	75%	Italie
	Construction réseau de distribution GASCO	40% en 2000	Italie
	Participations dans des sociétés de distribution (STA, Arcalgas Sud 60% 1999)	1999	Italie
	Alliance avec des municipalités (Lombardie, Venetie...) <sup>28</sup>	–	Italie
	EGPC exploitation gisement de Rosetta (avec BG)	2000	Egypte
	Construction centrale à El sidir (avec Interger pour 61%)	–	Egypte
	Projet SETI (NVGC) transport distribution en haute Egypte	37.5% en 2000	
	avec la NIOC Bloc Muniz	–	Khuzestan
	CCGT Lille construction avec Cogetherm	-	France
	JV avec Total et Wintershall (resp. 50.8 et 25.8%) exploitation gazière Mer du Nord	23%	
Nota Bene	Avril 2002 fusion Montedison – Edison <sup>29</sup> Mai 2002 rebaptisé Edison Italenergia en 2001 avait fait une OPA sur Montedison	2002	Italie Concentration

*Source : La Tribune, site opérateur.*

<sup>28</sup> Et entreprises régionales : Edison distribuzione gas 100% ; la Metano Lombarda 81% ; SGM 71% ; Veneta Gestione Servizi 100% et des participations minoritaires dans AEM Milano, AMGA Genova, ACSM Como...

<sup>29</sup> Les problèmes d'endettements impliquent la revente d'actifs non stratégiques d'ici la fin 2002 (ex. CEREOL 2002). Italenergia est un consortium 39% Fiat ; 18% EDF ; Tassara (R.Zaleski) 20% ; banques italiennes 23%. Fiat serait susceptible de céder 14% à EDF pour cause de difficultés financières. Edison est filiale à 61.68% de Montedison qui est lui-même filiale de Italenergia à 96.86%.

**Tableau 22 : Opérations réalisées par les électriciens dans le secteur du gaz (Enel)**

ACTEUR	CIBLE	PARTICIPATION	PAYS
ENEL <sup>30</sup>	12ème d'acquisitions de sociétés de distribution précédemment gérées par les municipalités <sup>31</sup>	–	Italie
	CAMUZZI second distributeur transalpin (1.68 milliards de m3 ; 952 000 clients)	en 2002 détient 40% <sup>32</sup>	Italie

*Source : La Tribune, site opérateur.*

L'entrée d'ENEL sur le marché gazier constitue une concurrence pour ENI, ceci explique en outre qu'à son tour celui-ci rétorque en achetant des centrales. Ceci justifie également la concentration des efforts sur le marché domestique. A l'opposé, TRACTEBEL-DISTRIGAZ (devenu FLUXYS depuis) affiche une stratégie axées sur le marché sud américain.

**Tableau 23 : Opérations réalisées par les électriciens dans le secteur du gaz (Tractebel)**

ACTEUR	CIBLE	PARTICIPATION	PAYS
Tractebel	Distribution ville de guadalajara	2000	Mexique
	Litoral Gas (90%)	2000	Argentine
	Concession à LIMA de 30 ans	2002	Pérou

*Source : La Tribune, site opérateur.*

On notera que l'Espagne et l'Allemagne sont les lieux privilégiés de ces opérations ceci peut s'expliquer par la forte croissance du marché espagnol et de l'atomisation du marché Allemand. On peut également noter ici l'opération de fusion entre LATTICE (transport de gaz) et NATIONAL GRID (Transport d'électricité en Angleterre et au Pays de Galle) qui a eu lieu en 2002 (devrait être finalisée en octobre) et fait apparaître NATIONAL GRID TRANSCO qui se positionne alors comme le 4ème opérateur européen. L'effet taille est ici recherché et obtenu et cette nouvelle entité est à même de mener des stratégies prédatrices.

<sup>30</sup> Voir aussi rachat de COLOMBO GAZ qui lui permet de concurrencer ENI et qui explique qu'à son tour celui-ci rétorque en achetant des centrales

<sup>31</sup> Devenu avec ça le 3<sup>ème</sup> opérateur gazier italien.

<sup>32</sup> La reprise s'est faite pour 434 millions d'euros auprès du holding Mill Hill Investments. Enel détient une option d'achat des 60% restant d'ici le 31/12/2002. C'est un choix de diversification de l'opérateur qui doit réduire sa part de marché d'ici 2003 et qui prévoit alors de devenir un leader multiservice en Italie.

## CONCLUSION

Les stratégies sont donc diverses le long de la chaîne gazière. Les producteurs s'engagent dans trois types d'actions principales :

- Premièrement, s'ils se livrent une concurrence importante pour la gestion et l'exploitation des réserves et gisements nouvellement découverts, ils se regroupent parfois également afin de partager les risques et coûts afférents à ces projets.
- Deuxièmement, afin de sécuriser les débouchés et donc de justifier ces investissements, les producteurs acquièrent également des participations dans l'aval gazier. Cependant certaines de ces stratégies sont parfois remises en cause soit au profit d'un opérateur annexe (ex. E.ON./ Ruhrgas) soit de par des décisions gouvernementales liées à l'avancée de la libéralisation (ex. Enagas).
- Enfin, certains producteurs ont opéré des acquisitions dans le domaine électrique pour valoriser ainsi leur production gazière.

En ce qui concerne l'aval de la chaîne gazière nous avons pu détacher 4 types de stratégies le plus souvent menées conjointement, mais avec une intensité variable, par les opérateurs.

- Les transporteurs (dont GAZ DE FRANCE qui a fait diverses démarches dans ce sens avec un succès variable selon les opérations) peuvent vouloir consolider leur avantage concurrentiel notamment en acquérant d'autres gestionnaires de réseau de transport.

- Le second type d'actions, entreprises avec une intensité toute particulière pour les opérateurs des pays dépourvus de réserves gazières et donc fortement dépendants de l'extérieur comme la France, consiste à se doter de capacités de production.
- En outre, les opérateurs profitent des opportunités offertes à l'étranger. L'internationalisation des activités de transport - fourniture permet ainsi de trouver un relais de croissance alors que la libéralisation du marché du gaz génère des pertes de clientèle sur le marché domestique.
- Enfin les acteurs de l'aval diversifient leurs activités profitant des synergies (marient notamment la vente de gaz avec celle d'autres fluides comme l'électricité, l'eau, ou les télécommunications). La diversification représente alors un atout commercial important pour ces entreprises.

Enfin les acteurs électriques s'avèrent particulièrement offensifs sur le marché gazier. La recherche de synergies et l'intérêt stratégique du contrôle de la ressource gazière comme combustible expliquent cette tendance qui participe à la convergence des industries gazières et électriques.

Cette revue constitue le préalable à l'analyse des performances des acteurs qui fait suite en partie II sur la base des informations présentée dans la partie III.

## **PARTIE II**

### **PERFORMANCES DES ACTEURS EUROPEENS**

---



# ANALYSE DES FIRMES : METHODOLOGIE

## I. Les données

Les données présentées pour chacune des entreprises gazières sont tirées principalement des rapports annuels et données financières et comptables fournies sur les sites des dites compagnies. Elles sont complétées sur la base de données complémentaires issues :

- des données accessibles sur le site [www.corporateinformation.com](http://www.corporateinformation.com)
- des données accessibles sur le site [www.transnationale.org](http://www.transnationale.org)

## II. L'analyse

L'analyse porte tant sur les performances des firmes, sur la base de données tirées de leurs comptes de résultat, que sur leur structure, sur la base de données tirées de leurs bilans annuels.

Notre recherche portant sur le poids et le pouvoir financier des acteurs gaziers engagés dans la restructuration du marché, amenée par l'ouverture progressive à la concurrence des marchés européens, ces données sont complétées à l'aide des tableaux de flux de chaque acteur. Sur cette base divers indicateurs de performance et de structure ont été calculés. Ils sont complétés de données boursières concernant une grande part des groupes étudiés.

### **II.1. Des indicateurs de performance et de structure**

#### ➤ *La rentabilité d'exploitation*

Ou la capacité d'une entreprise à générer un revenu par son fonctionnement ou exploitation. Comme mesure de cette rentabilité nous avons utilisé le résultat d'exploitation ou résultat

opérationnel. Dans un second temps le résultat net est utilisé qui inclut l'impact des éléments financiers et exceptionnels sur les résultats de l'entreprise. Le résultat net de l'exercice représente tout ce que l'entreprise a fait gagner ou perdre à ses propriétaires au cours de l'exercice. Ces données donnent lieu au calcul des indicateurs et ratios suivants que sont :

- **Taux croissance du CA (comme indicateur d'activité et de taille)**
  
- **Marge opérationnelle (rentabilité opérationnelle) : résultat d'exploitation/CA**
  
- **Marge nette (rentabilité nette) : résultat net/CA**

NB : La différence entre ces deux derniers éléments ne peut alors découler que des résultats financiers ou des éléments exceptionnels.

NB : Les éléments exceptionnels comprenant notamment les plus ou moins values de cession ils sont délicats à interpréter car ces éléments sont noyés dans les produits et charges exceptionnelles le plus souvent.

### ➤ *La capacité d'autofinancement*

Cet élément va nous permettre d'avoir une idée des capacités de financement autonome de l'entreprise. On la déduit du tableau des flux de trésorerie qui détaille les entrées sorties de liquidités.

Ce sont les fonds internes que l'entreprise peut utiliser pour financer son développement. Nous considérons que cette variable est un indicatif important des possibilités qui demeurent pour l'entreprise, toute politique de croissance externe nécessitant des fonds. C'est également la santé financière de l'entreprise qui va nous éclairer sur ses possibilités de recours à un endettement, sur sa marge de manœuvre future.

L'excédent de trésorerie d'exploitation ou cash flow (net) mesurant l'impact en trésorerie des performances d'exploitation de l'entreprise nous avons jugé cet indicateur important. Lorsqu'il est positif l'entreprise a alors les moyens de saisir les opportunités ou de faire face à d'éventuelles difficultés. Ceci est d'autant plus important que cela peut favoriser son accès aux

ressources en cela qu'il préjuge de la capacité de remboursement de la firme. C'est un indicateur de défaillance qui chute avant la rentabilité d'exploitation il faut donc comparer les rapports du résultat d'exploitation au chiffre d'affaires et du Cash Flow au chiffre d'affaires.

Nous avons calculé à partir des données collectées :

- **La proportion du Cash Flow dans le chiffre d'affaires,**

- **La contribution de l'entreprise au financement de ses investissements  
CAF/Investissements.**

- **Rentabilités financière et économique**

Cette dernière peut être appréhendée à l'aide des indicateurs suivants :

- **ROE : ou « Return On Equity »** pour les anglo saxons est une mesure de la RENTABILITE FINANCIERE de l'entreprise en quelque sorte la rentabilité pour le propriétaire. Il s'agit du résultat courant après impôts/capitaux propres.

- **ROCE : ou « Return on capital employed »** qui est également un indicateur de RENTABILITE ECONOMIQUE calculé avec les résultat d'exploitation ramené à l'ensemble : fonds propres (valeur comptable) + dettes nettes + provisions

- **ROA : ou « Return on assets »** pour les anglo saxons. La RENTABILITE ECONOMIQUE fait que l'on se base du côté de l'ensemble des apporteurs de capitaux. C'est la rentabilité d'exploitation ou rentabilité de l'actif. C'est le rapport du Résultat d'exploitation à l'actif total. Ce ratio est essentiel pour mesurer l'effet de levier qui donne le lien, via l'endettement, entre la rentabilité financière et la rentabilité économique. Dans les tableaux de structure de chaque acteur on trouve donc :

➤ ***Levier financier***

Ou rapport des Dettes nettes aux fonds propres. L'effet de levier explique donc la différence entre la rentabilité des capitaux propres et la rentabilité économique il est égal à la rentabilité économique moins le coût de la dette multiplié par le rapport des dettes nettes aux fonds propres.

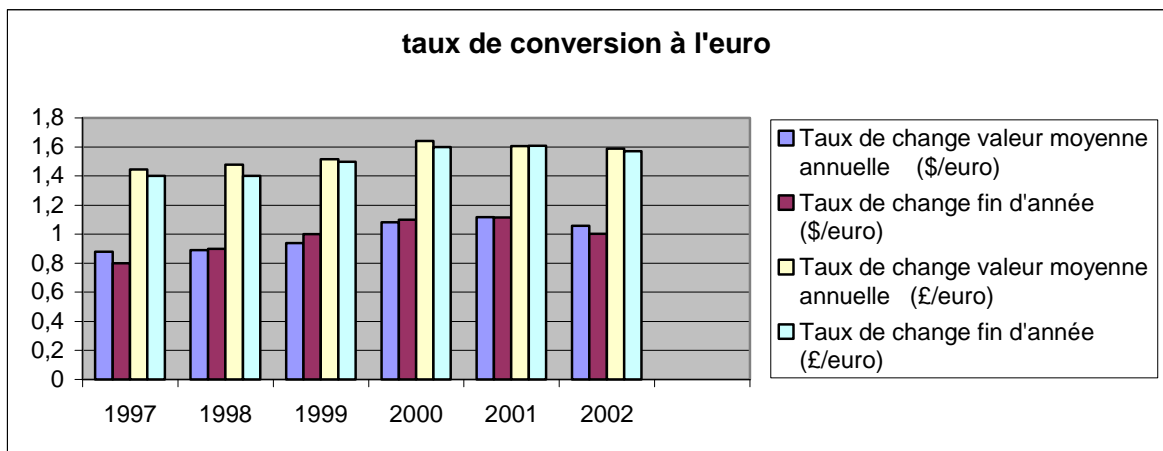
S'il est positif c'est que l'endettement de l'entreprise a permis d'augmenter la rentabilité de ses fonds propres.

## II.2. L'appréciation des marchés et la politique de distribution des bénéfices : données boursières

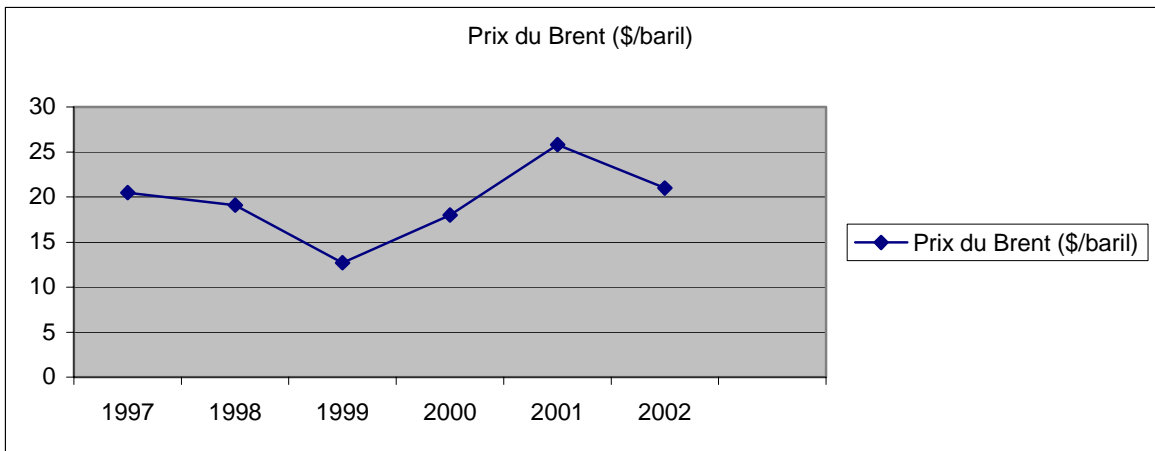
Nous fournissons dans un dernier tableau des informations financières sur la firme qui permettent d'éclairer sa politique de développement et de distribution ainsi que son poids sur le marché. Sont alors calculés :

- **Le revenu net par action**
- **Le taux de rendement de l'action soit les dividendes distribués par action ou encore les dividendes totaux distribués sur les fonds propres.**
- **Le PER, multiple de cotation qui rapporte le cours de l'action au bénéfice par action** et qui permet donc de juger de l'évaluation d'une valeur (par comparaison avec le PER moyen du secteur notamment).

## II.3. Outils du traitement statistique et de l'analyse



*Source : Bulletins mensuel de la BCE, Février 2003, BRI.*



*Source : Rapports annuels Repsol*

## **ANALYSE DES PERFORMANCES ECONOMIQUE ET FINANCIERE DES PRINCIPAUX OPERATEURS HISTORIQUES EUROPEENS**

Afin de nous faire une idée de la situation financière des principaux opérateurs historiques européens ainsi que des marges de manoeuvre dont ils disposent nous allons confronter leurs performances au regard des indicateurs de performances financière et économique.

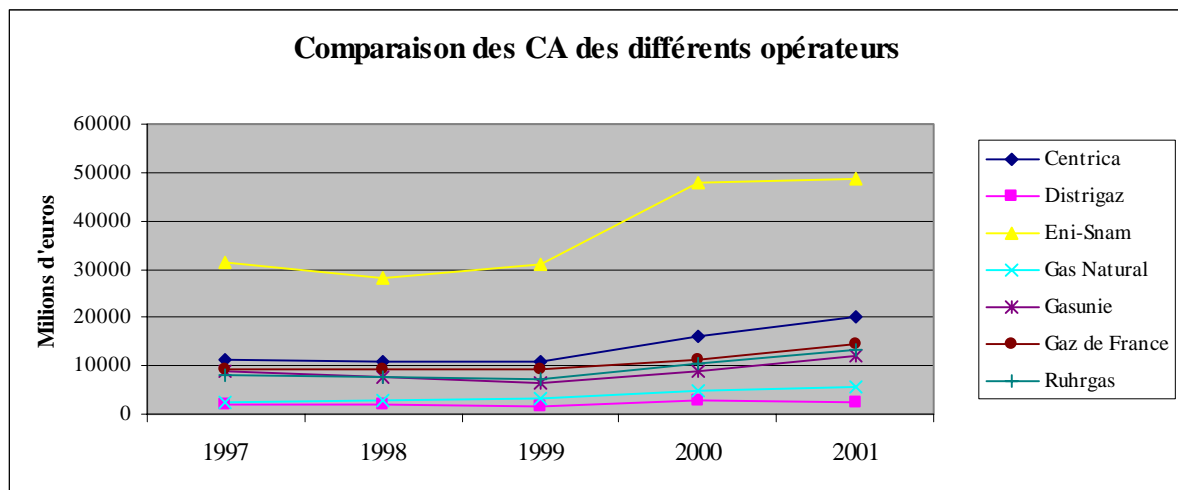
Dans un premier temps l'analyse portera sur les performances économiques au travers de l'évolution du chiffre d'affaires de ces groupes mais également du taux de marge d'exploitation et du taux de marge nette, sur la période 1997-2001. Dans un second temps notre attention se portera sur la solidité financière de ces groupes et les marges de manoeuvre dont ils sont susceptibles de disposer aujourd'hui. Cette deuxième partie implique d'analyser la compétitivité financière comparée des acteurs. Pour cela nous devons confronter, dans un premier temps, les résultats de l'activité des firmes à leur politique d'investissement puis étudier le mode de financement de ces derniers (Excédent de trésorerie d'exploitation ou Cash flow, endettement, ressources propres).

A l'issue de cette analyse nous serons en mesure de déterminer les marges de manoeuvre des différents acteurs et d'éclairer ces résultats par une confrontation avec la politique de croissance externe de chacun des groupes.

### **I. Rentabilité économique des opérateurs historiques européens**

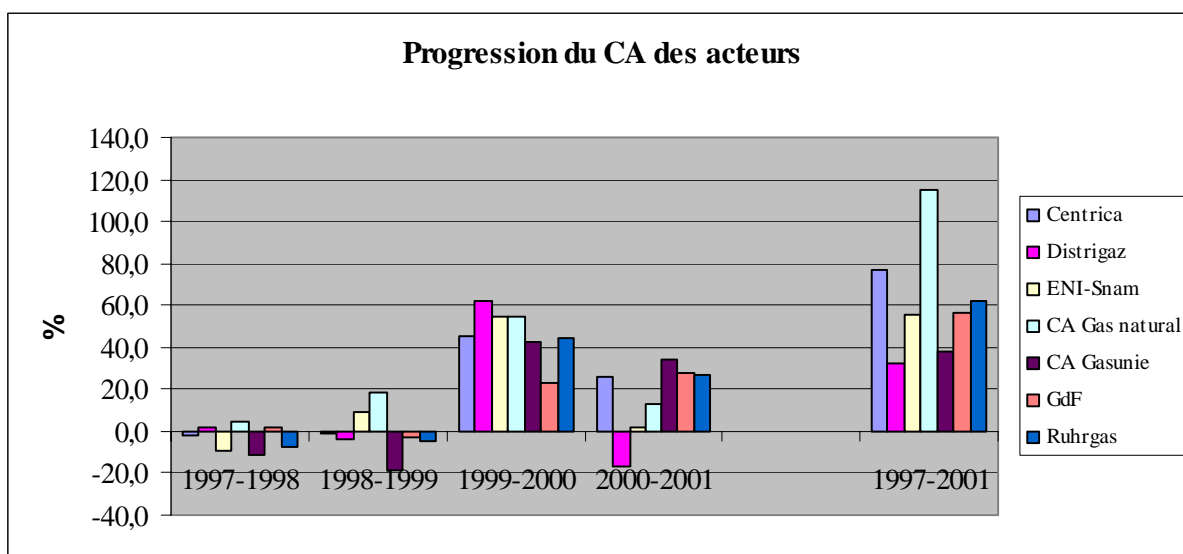
Comme en témoigne le graphique ci-dessous, les opérateurs historiques ont globalement vu augmenter leur chiffre d'affaires sur la période. Le décrochage du chiffre d'affaires du groupe ENI-SNAM s'explique ici par le choix méthodologique concernant le périmètre du groupe. Malgré l'introduction en bourse de 40.2% de SNAM et la séparation comptable du pétrogazier et du gestionnaire de réseau, nous raisonnons sur la base du groupe soit : ENI. Dès lors le poids des pétrogaziers par rapport aux opérateurs de l'aval gazier transparaît dans ce graphique le chiffre d'affaires d'ENI dominant ceux des autres opérateurs historiques européens présentés. En effet,

ENI réalise une part de son chiffre d'affaires dans d'autres activités que le gaz naturel (Pour une description détaillée des activités du groupe cf. Partie III : Fiches acteurs).

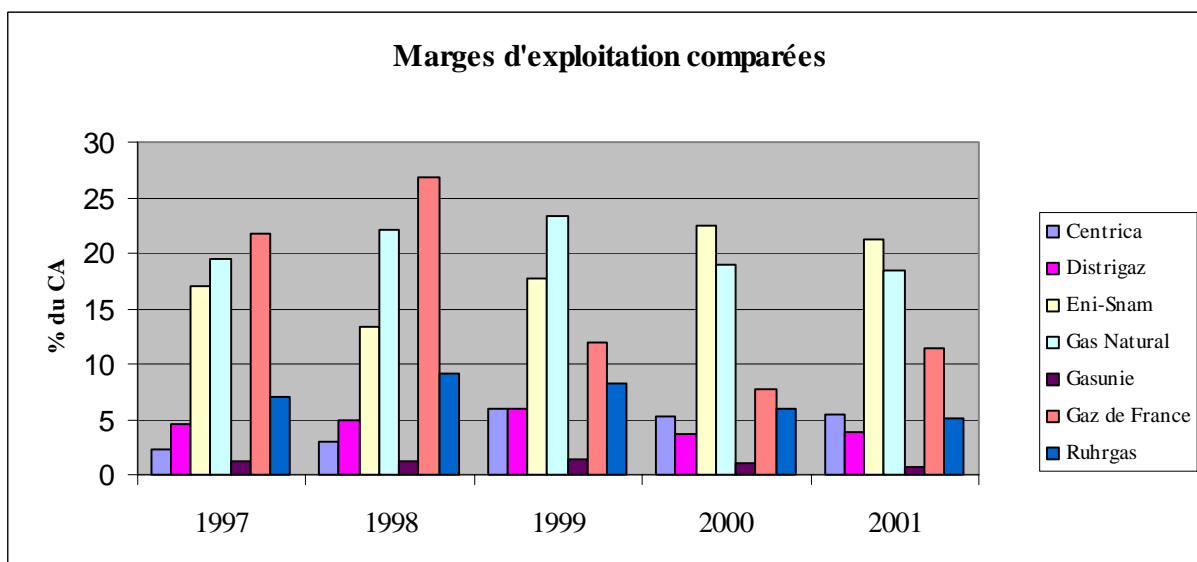


Les opérateurs historiques, ou plus précisément leurs émanations chargées du négoce, peuvent alors être séparés en deux groupes. D'un côté CENTRICA, GAZ DE FRANCE, RUHRGAS et GASUNIE qui affichent des chiffres d'affaires supérieurs à 10 000 millions d'euros en 2001 et de l'autre, DISTRIGAZ (devenu FLUXYS depuis avec la création d'une nouvelle entreprise DISTRIGAZ) et GAS NATURAL qui affichent des résultats plus modestes avec un chiffre d'affaires inférieur à 6 500 millions d'euros. Les acteurs ont également bénéficié, pour ceux qui disposent de la latitude nécessaire, de l'augmentation des cours du gaz en 2000. GAZ DE FRANCE, notamment, n'a pas la possibilité de répercuter librement et totalement donc, ces mouvements dans ces tarifs. Néanmoins le groupe affiche un bon résultat, fondé sur le dynamisme de la consommation. L'acteur espagnol semble, lui, avoir pleinement bénéficié de cette tendance ainsi que du dynamisme de son marché domestique.

C'est GAS NATURAL qui affiche la croissance la plus marquée sur la période son chiffre d'affaires augmentant de 114.8% entre 1997-2001. En terme de croissance, lui font suite CENTRICA (76.8%), RUHRGAS (61%) et GAZ DE FRANCE (56%). A l'opposé, FLUXYS (ex Distrigaz) et GASUNIE voient leurs chiffres d'affaires progresser modestement (autour de 35%) ce qui leur laisse peu d'espoir de rejoindre le groupe de tête.

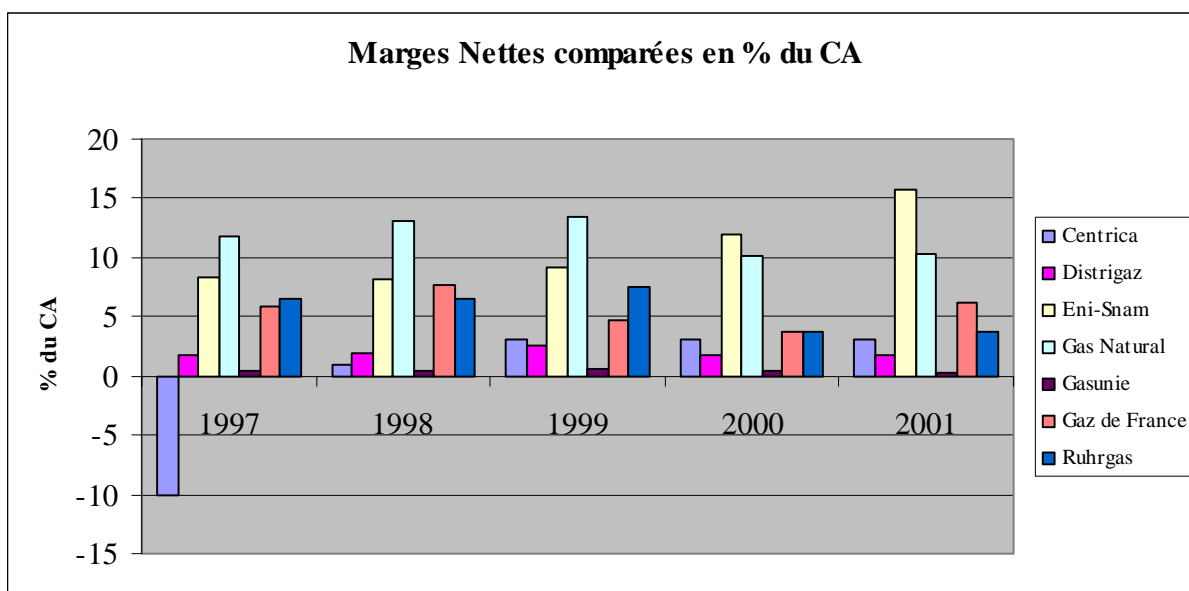


En matière de marges on note la domination du groupe comprenant ENI-SNAM, GAS NATURAL et GAZ DE FRANCE. Néanmoins GAZ DE FRANCE voit sa marge d'exploitation et sa marge nette décroître fortement en 1999 et en 2000, illustrant les difficultés du groupe à cette période, notamment du fait de la flambée des cours du pétrole, avant que la situation ne s'améliore en 2001. Tous les trois bénéficient cependant de l'importance de leurs positions sur leurs marchés nationaux respectifs et du dynamisme des dits marchés.





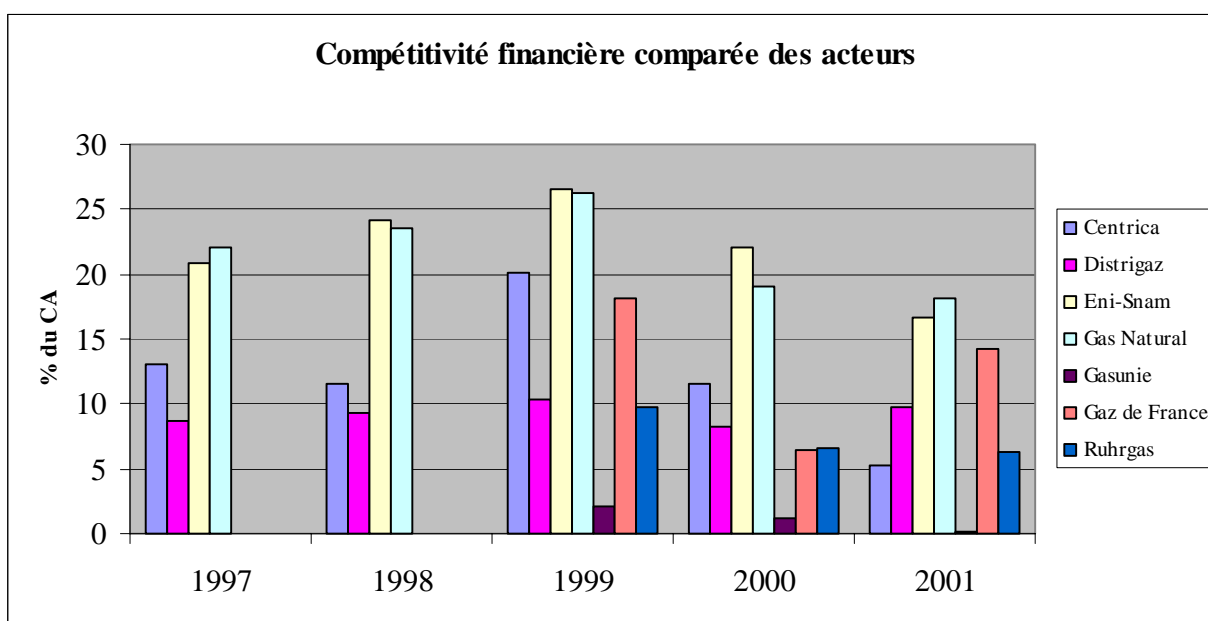
La faiblesse des taux de marges de CENTRICA s'explique par la forte augmentation de son chiffre d'affaires sur la période car tant le résultat d'exploitation que le résultat net du groupe croissent. GAS NATURAL affiche alors de très bon résultat son chiffre d'affaires est en forte augmentation tout comme son résultat d'exploitation (+103%) et son résultat net (+87%). La situation de GASUNIE est, à l'opposé, marquée par une décroissance de ses marges, déjà très faibles, de 1999 à 2001. Ceci s'explique par l'augmentation de son chiffre d'affaires alors que le résultat d'exploitation décroît et que le résultat net stagne. En outre, ces deux entreprises ont également la caractéristique d'être positionnés sur les marchés les plus en avance en matière d'ouverture à la concurrence.



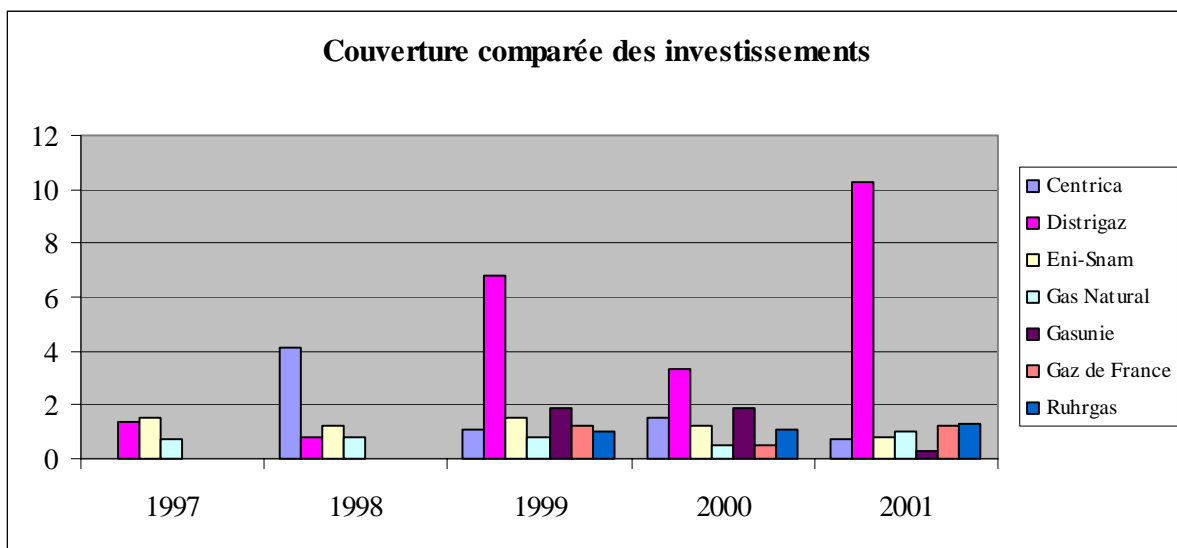
## II. Performances financières des opérateurs historiques européens

La compétitivité financière des opérateurs historiques est traduite par leur capacité à dégager un excédent de trésorerie d'exploitation à l'issue de l'exercice. C'est GAS NATURAL, qui est remonté d'une place sur la période, qui affiche les meilleures performances ici, suivi d'ENI et de GAZ DE FRANCE.

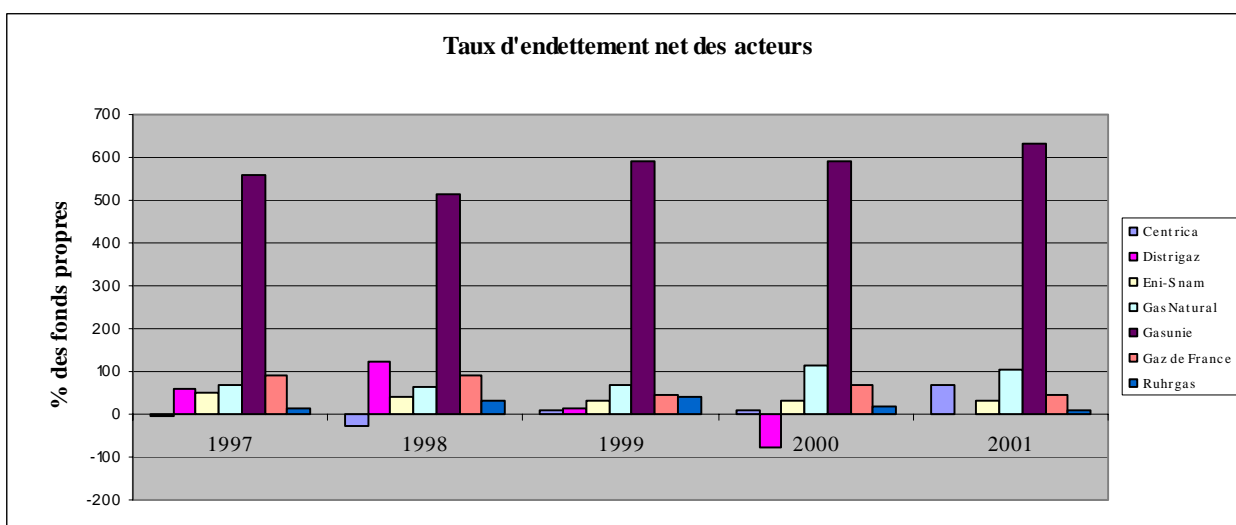
Les faibles performances concernent GASUNIE, CENTRICA, RUHRGAS et dans une moindre mesure DISTRIGAZ (devenu FLUXYS depuis). Or ces liquidités représentent les fonds utilisables pour financer les investissements. Le ratio du Cash Flow opérationnel à l'investissement mesure la contribution de l'entreprise au financement de ses investissements. Dans ce contexte DISTRIGAZ ainsi que GASUNIE (1999 et 2000) semblent afficher des résultats plus favorables que le reste des opérateurs historiques européens néanmoins ceci résulte d'un ralentissement de leur politique d'investissement.



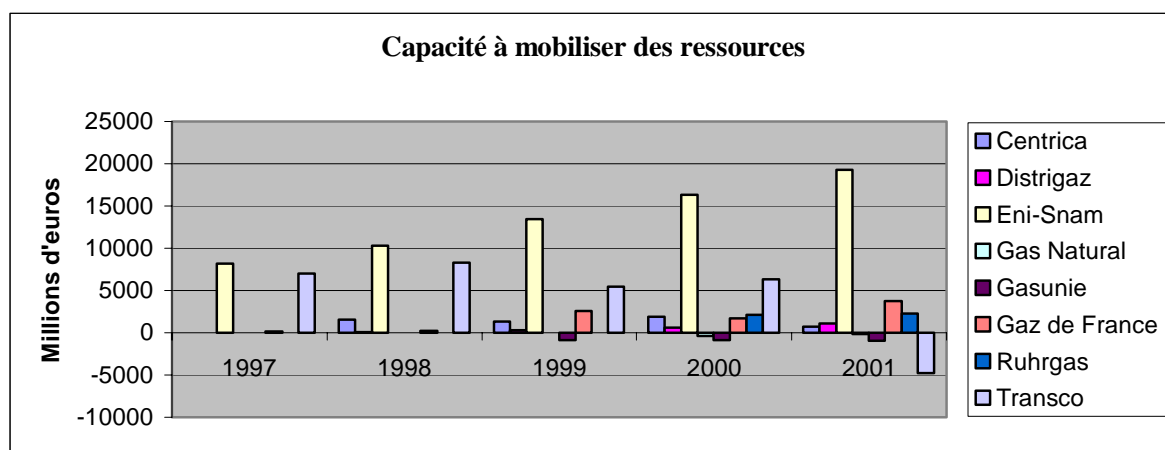
L'ensemble des autres opérateurs affiche des taux de couverture assez proches. RUHRGAS et GAZ DE FRANCE obtiennent la couverture de leurs investissements avec un ratio respectivement de 1.3 et de 1.2 alors qu'ENI et CENTRICA n'obtiennent que 0.8 et 0.7 respectivement. Là encore, l'interprétation implique d'analyser la dynamique de la politique d'investissement des acteurs. On peut alors affirmer que les cas de CENTRICA et ENI s'expliquent par une forte augmentation des investissements (respectivement + 380% et + 123%) alors que l'excédent de trésorerie augmente lui de manière plus modeste (respectivement + 142% et + 25%). En ce qui concerne RUHRGAS et GAZ DE FRANCE les investissements augmentent de manière importante (respectivement + 88.5% et + 46%) sans pour autant compromettre ce ratio.



En matière d'endettement GASUNIE se détache du groupe des opérateurs historiques européens. Le groupe témoigne d'un endettement record, bien supérieur à ses fonds propres qui demeurent inchangés alors que l'endettement déjà élevé progresse de 6.8% sur la période. Les taux d'endettement de GAS NATURAL et de CENTRICA augmentent jusqu'à, pour le premier, atteindre le niveau des fonds propres. Les taux des autres acteurs sont bas liés pour GAZ DE FRANCE et ENI au poids de leurs fonds propres comparativement à l'augmentation de leur endettement. Alors qu'à l'opposé, RUHRGAS et DISTRIGAZ limitent leur endettement ils présentent respectivement une décreue de 56 et 97% de 1997 à 2001.



Au vu de la diversité des situations les capacités à mobiliser des ressources vont donc différer entre acteurs. Cette dernière est appréciée par en soustrayant l'endettement net des acteurs du montant de leurs fonds propres. GAZ DE FRANCE est alors très bien placé puisque le groupe est en seconde position après ENI qui bénéficie de son effet taille. Ainsi l'opérateur français dispose-t-il d'une marge de manœuvre conséquente qui lui a notamment permis de prendre des positions sur le marché allemand cette année. RUHRGAS, depuis acquis par E.ON, affichait un résultat très correct tout comme DISTRIGAZ et dans une moindre mesure CENTRICA. Reste que Gasunie et GAS NATURAL témoignent d'une faible marge de manœuvre, néanmoins aménageable par cession d'actifs.



<b>FONDS PROPRES - ENDETTEMENT NET</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
Centrica	nd	1551,2	1323,5	1901,4	739
Distrigaz	nd	72	276	592	1127
Eni-Snam	8194	10320	13482	16331	19301
Gas Natural	nd	nd	nd	-381,9	-114,3
Gasunie	nd	nd	-896,3	-888,4	-969,9
Gaz de France	140	200	2560	1720	3728
Ruhrigas	nd	nd	nd	2118,4	2266,6
Transco	7008	8287	5421	6299	-4778

## CONCLUSION

Comme nous l'avons ainsi souligné les acteurs de l'aval gaziers sont donc marqués par une forte hétérogénéité. Néanmoins nous pouvons noter les bonnes performances des acteurs du sud de l'Europe en matière de chiffre d'affaires et de marges. Ces acteurs bénéficient du dynamisme de leurs marchés domestiques. ENI est bien entendu ici en tête du classement de par sa nature de producteur, alors que l'on note une disparité des résultats des opérateurs de l'aval gazier avec notamment GASUNIE, CENTRICA et DISTRIGAZ en fin de classement. La situation des opérateurs britanniques a été notamment fragilisée du fait des scissions intervenues au sein de BRITISH GAS sur la période ainsi que des modifications d'ordre fiscal. En matière de marge de manœuvre, donc de résultats financiers des acteurs, on peut dissocier d'un côté ENI, CENTRICA, GAZ DE FRANCE et RURHGAS qui s'avèrent dynamiques stratégiquement parlant et arborent un taux de couverture de leurs investissements encourageant. Ceci justifie leur politique assez offensive de prise de positions à l'international. A l'opposé encore une fois les opérateurs du nord de l'Europe (DISTRIGAZ et GASUNIE) obtiennent des taux record sur la base d'un fort ralentissement de leurs investissements. Ce constat couplé à celui de leur niveau d'endettement laisse présager d'une faible capacité de redéploiement stratégique. GAS NATURAL témoigne également d'une faible capacité à générer des liquidités qui est la conséquence de sa politique d'entretien et d'extension de ses réseaux. Cette constatation est étayée par l'analyse de l'endettement du groupe. Néanmoins l'investissement d'infrastructure n'est pas un besoin sur tous les marchés, les marchés du nord de l'Europe ayant atteint un niveau de développement adéquat. Les mouvements récents annoncés par GAS NATURAL témoignent de la non gravité du niveau d'endettement constaté ici. L'endettement de l'opérateur Espagnol semble circonstanciel. Il est jugé temporaire à l'opposé de celui Gasunie, opérateur qui affiche pour sa part un endettement structurel. En outre en mars 2003 GAS NATURAL envisageait, pour la troisième fois, de réaliser une OPA sur l'électricien ibérique IBERDROLA sur la base des plus values obtenues de la cession de 59% de sa filiale ENAGAS et de 13.25% de GAS NATURAL MEXICO. En conclusion à part quelques cas extrêmes comme GASUNIE, néanmoins rattrapés par la nature de leur propriété, les opérateurs gaziers européens semblent disposer de marges de manœuvres confortables leur permettant de poursuivre leur redéploiement européen comme international.

## **PARTIE III**

### **FICHES ACTEURS**

---

## LES PETROGAZIERS

---

# TOTALFINAELF

## HISTOIRE

---

---

- En 1999, Total fusionne avec PETROFINA et devient TOTALFINA. Opération approuvée par la commission en février 1999.
- En 1999 (juillet) TOTALFINA lance une OPE sur Elf Aquitaine qui accepte. Le groupe devient alors TOTALFINAELF en 2000 après acceptation par la commission de ce rapprochement.
- A l'issue de ces deux mouvements TOTALFINAELF se situe au 4ème rang mondial des pétro-gaziers.

## ACTIONNARIAT

---

---

- Au 31 décembre 2000 aucun actionnaire ne détenait plus de 5% des droits de vote.
- L'Etat français détient une *golden share* ce qui lui confère un droit de veto notamment sur les modifications de l'actionnariat.
- A la fin 2001 l'actionnariat se répartit comme suit : 13% pour les actionnaires stables et autres nominatifs ; 3% pour les salariés ; 6% en détention intra-groupe ; 78% autres.
- La structure de l'actionnariat donne 35% de celui-ci en France, 40% pour le reste de l'Europe, 20% en Amérique du Nord et 5% pour le reste du monde.

## ACTIVITE

---

---

- Le groupe TotalFinaElf est actif dans trois segments différents : l'aval (72% du CA), l'amont (9.7%) et la chimie (18.2%).



- TotalFinaElf est présent sur 45 pays néanmoins la diversification géographique du groupe est faible puisque 54% du CA est fait en Europe dont 23% en France.

### **• ACTIVITE GAZIERE**

- La plus grande partie des réserves gazières de TotalFinaElf se trouve en Europe (Norvège, RU, Pays Bas, France, Italie) avec au 31 décembre 2001, 6966 milliards de pieds cube de gaz, suivi des réserves de l'extrême orient pour un volume proche (6384).

- TotalFinaElf dispose également de très bonnes positions dans le GNL au niveau mondial avec des participations dans 50% des capacités de liquéfaction et une flotte égale à 10% des ventes mondiales de GNL.

- La production journalière moyenne de liquides et de gaz a augmenté de 3,4% en 2001 (2197 kbep). Le gaz représentant 34% de la production globale du secteur amont.

- En 2001 la production de gaz augmente de 8.1% à 4061 millions de pieds cube par jours. La hausse de la production d'hydrocarbures est due au démarrage de Elgin/Franklin en mer du Nord britannique mais aussi la mise en production du champ de Girassol en Angola. Le secteur amont qui fait l'objet d'un programme d'investissements élevé devrait continuer à croître à un rythme évalué à 6% par an en moyenne d'ici 2007.

- Un programme de cession devrait permettre de maintenir ce rythme d'évolution en 2001 les cessions, dont celle de Sanofi-Synthélabo, ont rapporté une plus value après impôts de 2421 millions d'euros.

- En France, TotalFinaElf est également un opérateur de transport. Il est présent dans l'aval de la chaîne gazière depuis 40 ans. C'est le second sur le territoire, à travers ses participations dans GSO et CFM notamment.

### **• ACTIVITE ELECTRIQUE**

- En 2000 TotalFinaElf s'est lancé dans l'acquisition d'actifs électriques comme GENER, en Amérique du Sud, qui fonctionne au gaz.

- Le groupe a également augmenté sa participation dans Humber Power (RU) il est également en charge de la centrale d'Abu Dhabi.

- Totalfinaelf participe à divers projets de génération d'électricité à l'aide de gaz naturel qui ont des degrés d'avancement divers en Europe, au Moyen Orient, en Amérique du Sud, en Asie.

## • ACTIVITES PETROLIERES

- TotalFinaElf est engagé dans l'exploration production d'hydrocarbures (9.7% CA).
- Mais en aval il dispose également d'infrastructures de raffinage et de distribution (stations services).

## STRATEGIE

---

---

- TOTALFINAELF cherche à descendre dans la chaîne gazière. Son activité de production, en amont, lui permet de générer de l'électricité et le groupe développe des activités de « *trading* » gaz/électricité. TOTALFINAELF anticipe la création d'un hub gazier dans le sud ouest de la France. Une offre multi-énergies, de plus flexible, paraît un atout pour attirer les grands comptes.

- On peut néanmoins noter une régionalisation de ses choix stratégiques.

En Espagne, par exemple, il privilégie les gains de parts de marché, via CEPSA (détenue à 45%).

En Europe continentale il développe son activité électricité (utilisant du gaz) ainsi que la conquête de grands clients éligibles.

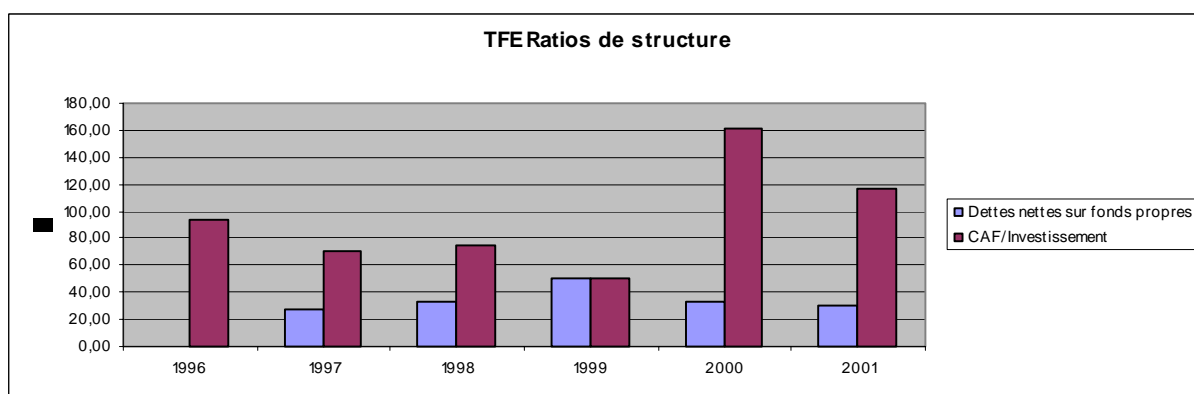
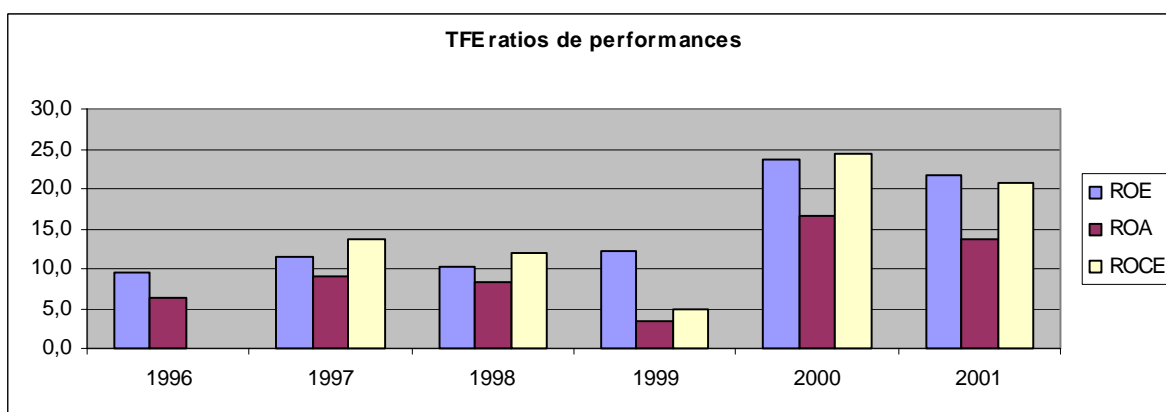
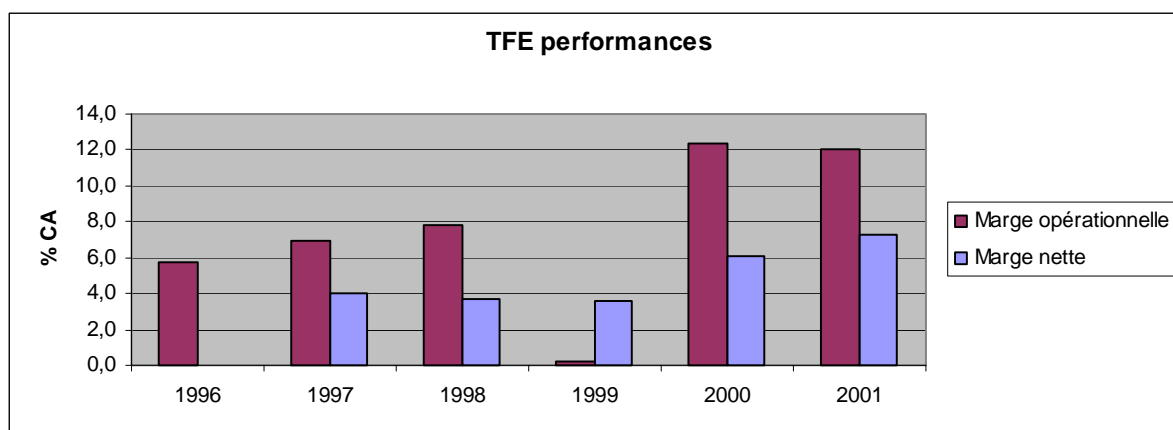
En Amérique du Sud TOTALFINAELF investit dans la production d'électricité à partir de gaz en sa qualité de producteur.

- En 2001, Totalfinaelf a poursuivi sa stratégie d'intégration dans la filière gaz/électricité dont la finalité affichée est de valoriser les ressources en gaz du groupe, tout en diminuant la sensibilité de ses revenus par rapport aux prix du pétrole.

## CHIFFRES CLES

---

---



TOTALFINAELF FINANCE	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Capitalisation boursière	nd	nd	nd	nd	112289,76	107949,2
Prix du titre (en euro)	nd	99,85	86,29	132,5	158,4	160,4
Résultat net par action	nd	4,73	4,29	4,77	10,8	10,85
Dividendes (euros)	nd	1,98	2	2,35	3,3	3,8
Nombre d'actions (millions)	nd	nd	nd	nd	708,9	673
PER	nd	21,110	20,114	27,778	14,667	14,783

# ROYAL DUTCH SHELL

## HISTOIRE

---

---

- Royal Dutch Shell et Shell Transport & Trading sont des entreprises anciennes existant depuis près d'un siècle. Elles ont démarré une activité gazière dès 1951 (sur le transport du gaz en Europe, pipelines).
- En 1960, acquisition par Shell de Constock International Methane Ltd (GNL), plus tard la société livrera le GNL d'Algérie vers le RU.
- 1963 NAM (détenue 50%) livre le gaz naturel à Gasunie.
- 1965 Shell acquiert des intérêts dans plusieurs sociétés de transmission de gaz au Pays Bas notamment vers Gasunie pour 25%. En Allemagne, il investit dans Ruhrgas (14.7%) et dans Thyssengas (25%), alors qu'en Belgique il prend 16.7% de Distrigaz.
- 1966 découverte de gaz en mer du Nord par Shell et Esso.
- 1968 Shell et Esso sont également associés pour le projet de terminal gazier à Bacton (50/50).
- 1969 apparition de *Shell International Gas Limited* qui développera les projets gaziers hors Amérique du Nord.
- 1974 Shell Gas BV est créé.
- 1979 et décennie 80 découverte du gaz de Troll (Mer Du Nord), multiplication des accord d'approvisionnement concernant l'Europe.
- 1991 les ventes directes de gaz commencent au RU (Quadrant, 50%).
- Le projet GNL Nigeria est relancé et Shell a augmenté sa participation qui se porte alors à 24%
- 1998 Shell opère une fusion entre Quadrant (activités de commercialisation) et *Gas Direct* et crée ainsi *Shell Gas Direct Limited*.
- En fait les sociétés mères Royal Dutch et Shell Transport & Trading ont créé le groupe Royal Dutch Shell Companies en regroupant les sociétés dans lesquelles elles avaient des participations

sur la base d'un accord de 1907 selon lequel ces sociétés fusionnaient leurs intérêts sur une base 60-40 mais conservaient leurs identités propres.

- Les sociétés parentes ne sont pas directement impliquées dans les activités opérationnelles du groupe. Elles nomment les directeurs des sociétés du groupe et reçoivent en contrepartie des dividendes. Ces dernières sont représentées sur le schéma organisationnel, ci-dessous :

Shell dispose d'une base d'actifs très importante sur le marché des hydrocarbures et contrairement aux autres pétro-gaziers n'a pas eu dans la période récente à fusionner avec un autre pétro-gazier afin de garantir sa position.

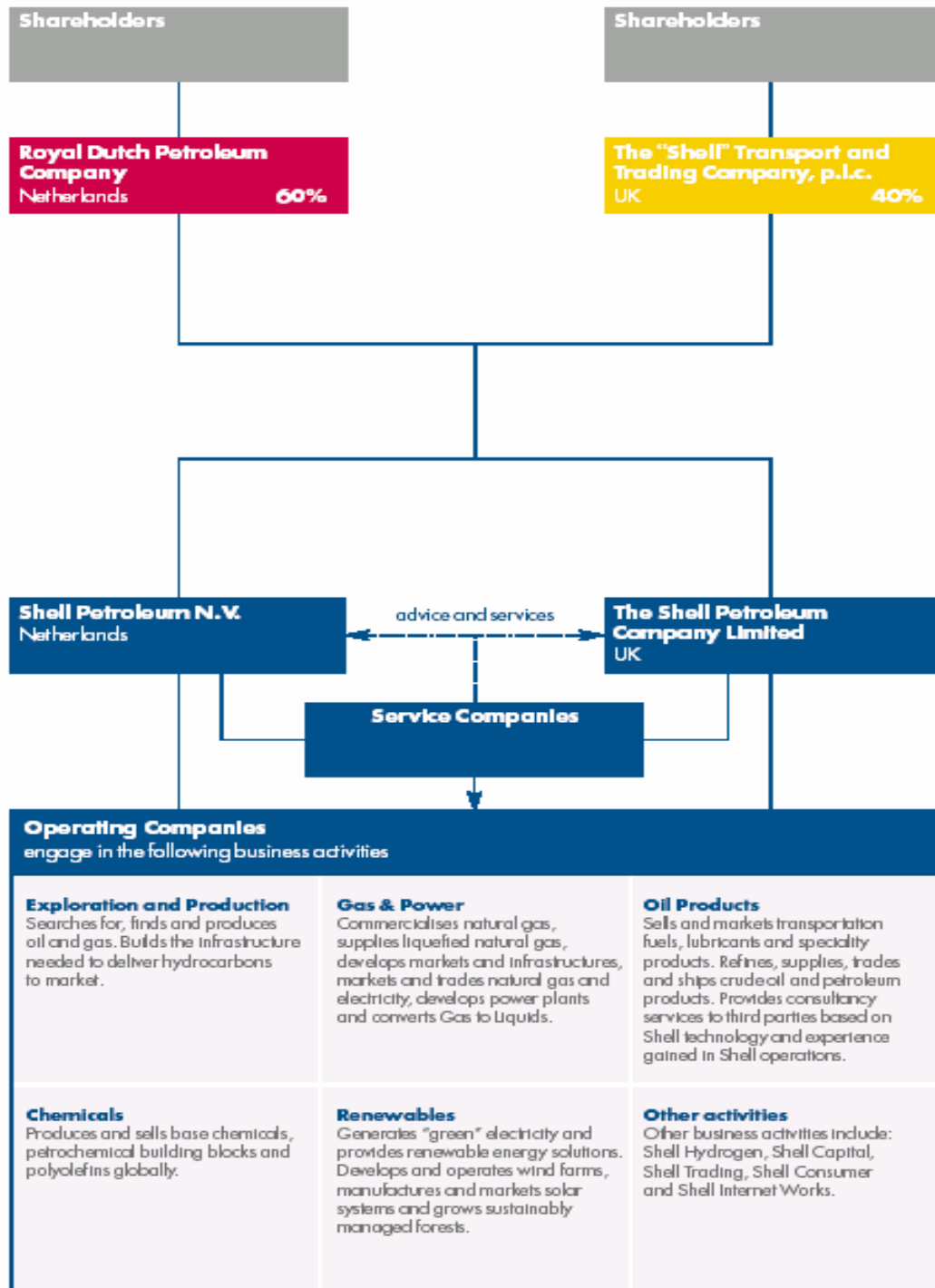
- La position de Shell sur le marché gazier est solide ses coûts de production sont faibles (Pays – Bas, Allemagne, RU, Norvège, Danemark) donc les ressources bon marché. Le groupe détient d'ailleurs 11% de part de marché au niveau approvisionnement.

- L'activité gaz européenne du groupe représente alors quelques 18% des profits du groupe.

A part un investissement dans Intergen, Shell n'a pas réellement modifié depuis 10 ans ses intérêts matériels dans le gaz en Europe.

- Shell est une entreprise conservatrice, prudente qui redistribue des dividendes à ses actionnaires plutôt que de se lancer dans des investissements hasardeux.

- Le groupe Shell est alors organisé autour de deux compagnies : Royal Dutch Shell (Pays Bas) et Shell Transport & trading (RU).



## ACTIONNARIAT

---

---

- Aucun investisseur n'a de participation significative et Shell est un groupe tellement important qu'il ne peut faire l'objet d'une OPA.
- Les actions des sociétés mères Royal Dutch (domiciliation Pays Bas) et Shell transport (RU) sont cotées sur de nombreuses places dont Londres, New York, Paris, Francfort, Bruxelles....
- En 2000, 46% de l'actionnariat est Néerlandais, 41% Américain, 8% Suisse, 3% en France et 1% au RU et en Allemagne.

## ACTIVITE

---

---

### • ACTIVITE GAZIERE

- Shell est avant tout un producteur de gaz qui dispose d'avantages coûts en Europe.
- Shell qui est essentiellement un producteur, dispose néanmoins d'intérêts dans de grandes sociétés qui ont des participations et intérêts en aval. Il a au Royaume unis une unité de commerce de gros. Shell & gaz power (filiale commerciale) a une activité essentiellement gazière. Shell détient 25% de Gasunie (Négoce et transport au Pays-Bas) ; 25% de Thyssengas (RWE pour les 25% restants qui devraient changer de main). Au RU Shell dispose d'une filiale de commercialisation de gaz (Shell Gas Direct) elle est issue de la fusion de Gas Direct et Quadrant Gas codétenue à 50% jusqu'alors avec Esso. Shell disposait de 17% de Ruhrgas donc cédés depuis à E.ON. En conclusion, à part de manière très indirecte, il ne dispose pas d'intérêts dans la distribution et la vente au détail de gaz.
- Position de leader sur le marché du GNL.
- La production de gaz par le groupe, production disponible pour la vente s'élève à 9009 Millions de pieds cube/jour. En 2001, la production de gaz par le groupe augmente de 10%. Ceci est du aux acquisitions en Nouvelle Zélande (Fletcher Challenge Energy), et aux nouveaux champs au RU, aux USA et en Egypte.

### **• ACTIVITE ELECTRIQUE**

- Avec l'acquisition d'Intergen, Shell s'implique dans la production électrique. Son objectif est d'atteindre une capacité conséquente de 8000 MW.
- Producteur d'électricité indépendant et important il a donc une activité gaz/électricité englobant : l'approvisionnement, le marketing et de *trading*.

### **• ACTIVITES PETROLIERES**

C'est l'activité principale du groupe dont le chiffre d'affaires en 2001 se répartit entre l'activité d'exploration et de production pour 9%, Le gaz et l'électricité (10,7%) les produits pétroliers (69%) et la chimie (10,2%).

## **STRATEGIE**

---

---

### **• PARTENARIATS**

- Avant particulièrement lié à Exxon Mobil moins aujourd'hui.
- Shell participe à de nombreux consortia de production avec les autres pétroliers actifs en Europe dont Exxon Mobil donc et ceci en Allemagne, aux Pays – Bas et en Mer du Nord Britannique.

### **• STRATEGIE**

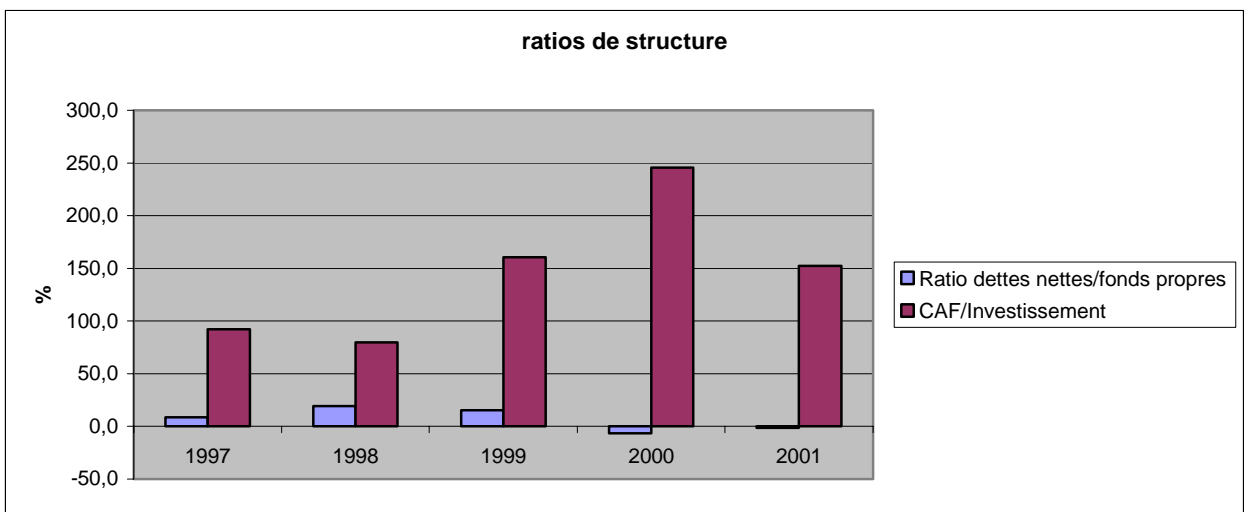
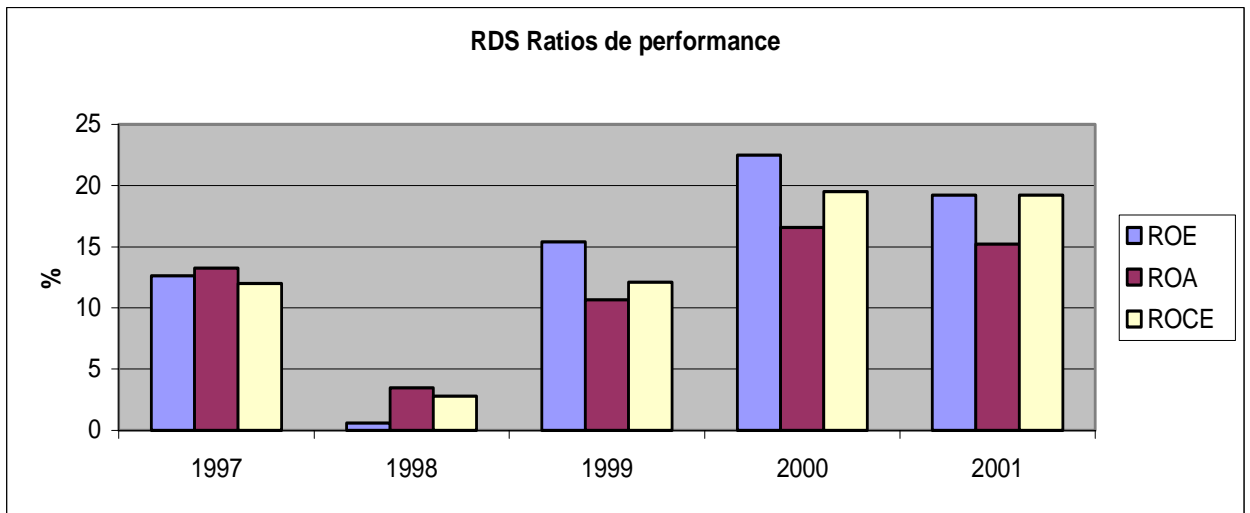
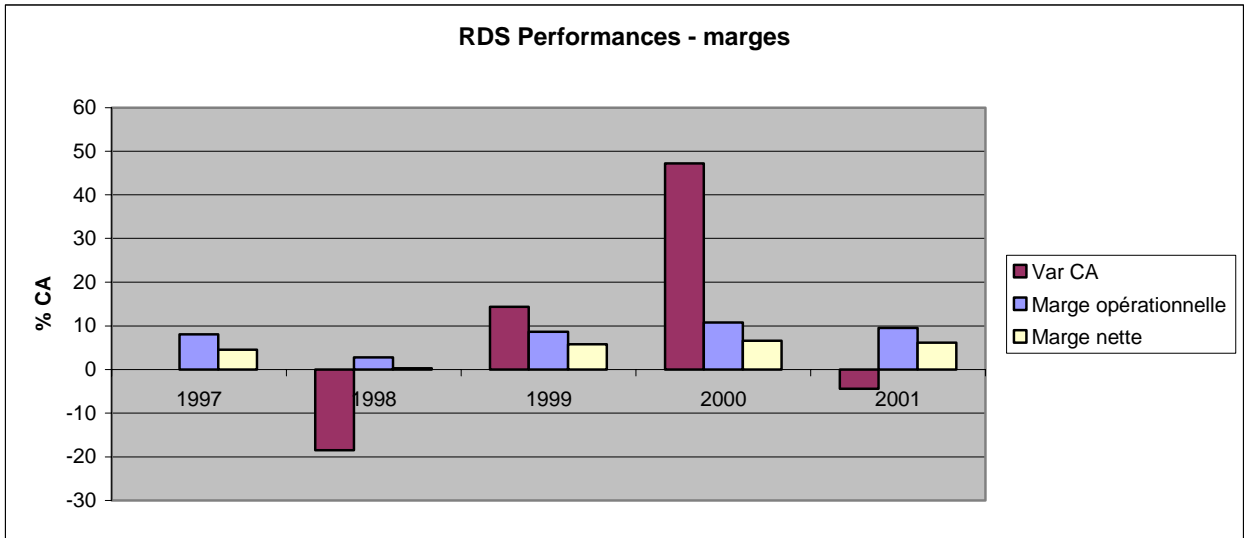
- Shell est le groupe qui dispose des ressources les plus importantes et diversifiées géographiquement.
- Shell avait montré de l'intérêt pour le rachat de BG-Transco mais cette vente n'a pas eu lieu. Hormis donc des investissements dans l'électricité on ne voit pas quels investissements serait à même d'augmenter la rentabilité de ce groupe.

## **CHIFFRES CLES**

---

---





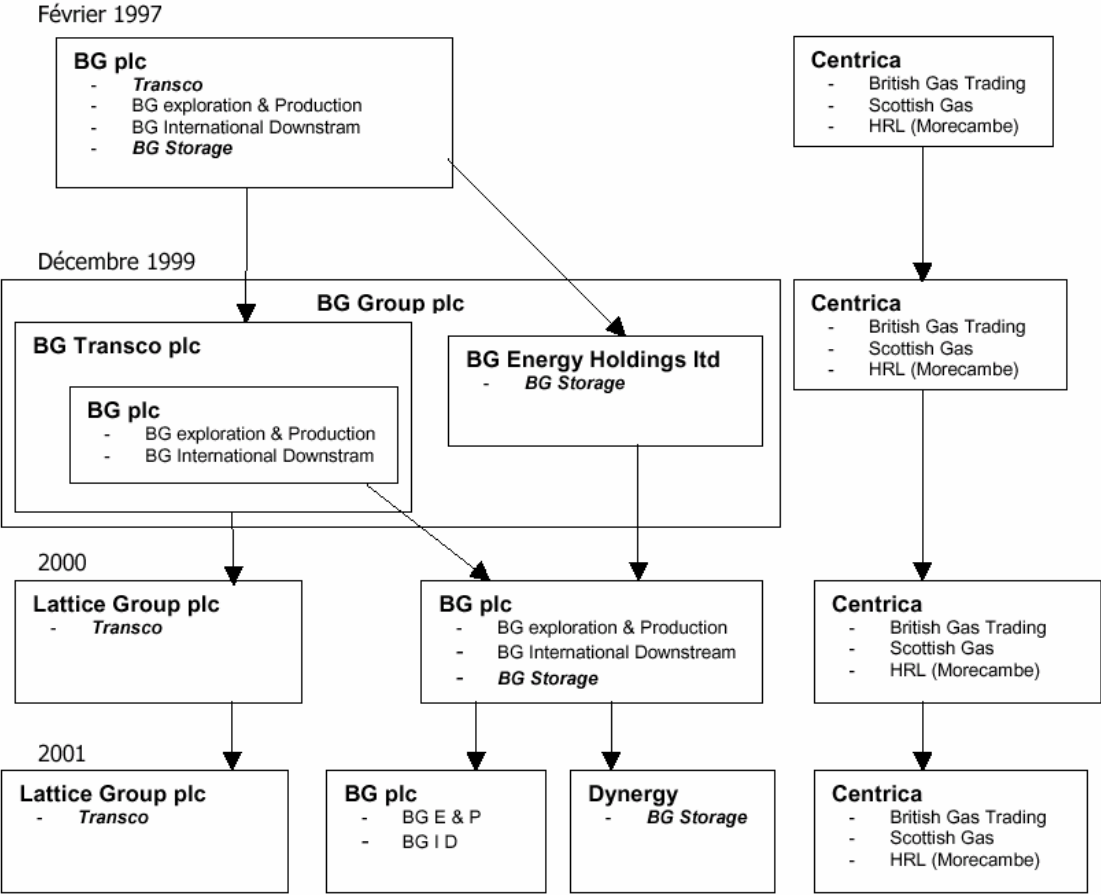
<b>RDS FINANCE (euro)</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
capitalisation boursière	nd	nd	nd	nd	nd
Prix du titre	50,51	42,43	60,85	65,26	56,90
résultat par action	2,03	0,11	2,26	3,86	3,43
dividende par action	0,82	0,83	0,86	0,92	0,96
nombre d'actions (en millions)	2101,40	2144,30	2144,30	2144,30	2144,30
PER	24,88	385,73	26,92	16,91	16,59

# BG

## HISTOIRE

---

Le graphique ci-dessous illustre les changements majeurs qui ont marqué l’histoire récente de BG.



L'OFGAS (Office of Gas Regulation) a initié le processus de privatisation du groupe faisant connaître à BG, groupe partiellement intégré, des scissions successives, reprises dans le schéma ci-dessus. Ces opérations ont eu comme objectif de séparer les activités réglementées (création de Lattice) qui concernent le territoire britannique des activités internationales et qui ne sont pas sous le joug de la réglementation. C'est une séparation par métiers qui semble pouvoir exclure les possibilités de subventions croisées entre les différentes activités qui constituaient avant le groupe. A l'issue de ce processus 4 entités sont distinguées qui ne prennent pas en compte les changements intervenus en 2002. En l'occurrence, rappelons que LATTICE a fusionné avec National Grid donnant naissance à NATIONAL GRID TRANSCO.

Le marché anglais est ouvert à la concurrence depuis 1996 et est régi par l'attribution de licences (transport, distribution, chargement) qui ne sont pas cumulables par une même entité et comprennent des contraintes restrictives, au niveau des zones géographiques d'exercice notamment, ce qui doit permettre de protéger le consommateur et de ménager de la flexibilité sur le marché. Le Network code (1996) garanti que les vendeurs et chargeurs concurrents de BG bénéficieront d'un accès égal au réseau de gazoducs. C'est également un marché précurseur pour l'Europe de par l'introduction et la création d'instruments de négoce et de gestion du risque.

La séparation organique réalisée assure à la part internationale qui appartient à BG plc les moyens d'un développement autonome néanmoins face à l'ampleur de ces changements demeure des interrogations sur la place qu'occupe aujourd'hui le groupe parmi ses concurrents. Ses métiers, sa structure financière et sa politique d'alliance sont à redéfinir après ces bouleversements.

*Note méthodologique : Nous avons présenté ici les chiffres de BG sur la période des années 1990 jusqu'en 2001. Au vu de la très récente scission de Lattice et de BG nous avons traité les activités ensembles sur notre période d'étude. Néanmoins nous fournissons une fiche détaillée sur Transco le gestionnaire du réseau de transport qui constitue l'activité principale cédée à Lattice. Cette fiche est comprise dans la fiche acteur BG.*

## ACTIVITE

---

---

L'activité principale du groupe (au 02/2003) est le développement l'exploitation et l'approvisionnement des marchés gaziers existants et émergents. Les segments d'activité privilégiés du groupe sont l'exploration et la production (pétrole, gaz) ; développement, production, commercialisation, le segment du GNL qui combine à la fois le développement des capacités d'import-export, l'achat, le transport et la vente de ce gaz liquéfié ; l'activité de distribution implique le développement, la possession et la gestion des principaux réseaux et pipelines destinés au consommateurs finaux ; la production électrique implique à son tour le développement, l'achat et la gestion d'usines de production électrique à l'aide de gaz.

BG participe à toutes les découvertes majeures et, vu les perspectives d'évolution de la demande, prévoit d'investir dans la production/exploration. Pour cela il a cédé des actifs en 2000, notamment ses participations dans Komiartic Oil (RUSSIE) et dans la société Thaïlandaise PTT Natural Gas Distribution (Distribution de gaz), à Tractebel (Belge). Le groupe a donc une stratégie de restructuration de son portefeuille d'actif. La scission du groupe permet notamment à BG de se développer (à l'international donc) sans pour autant que les mesures de régulation ne le grève dans ses entreprises. Il retrouve une certaine liberté stratégique.

### **• PRODUCTION EXPLORATION :**

- Présence de BG forte sur tous les nouvelles découvertes de réserves (Trinidad et Tobago, Bolivie, Indonésie, Delta du Nil, Kazakhstan, Brésil)
- Présence très forte en Egypte où il est l'un des principaux opérateurs (16 blocs d'exploration en 2000). Ceci lui assure d'importantes réserves non encore engagées.
- Au RU, gisements en mer du nord.
- En Amérique Latine, par croissance externe, captation d'un producteur TESORO Bolivia Petroleum Company, puis de capacités de transport dans la région (Metrogaz).

### **• TRANSPORT:**

- Construction gestion de gazoducs et distribution livraison de gaz à travers ces réseaux.

- Présence au RU, en Irlande, en Amérique Latine (Bolivia Brazil Pipeline, Comgaz au Brésil, Metrogaz en Argentine), en Inde et dans l'interconnector (Angleterre-Belgique) dont il a participé à la construction face aux enjeux de développements futurs pour l'industrie gazière britannique.

- BG investit donc de manière assez importante dans les infrastructures de transport.

La segmentation du groupe permet à la part internationale de mener une politique agressive à l'extérieur.

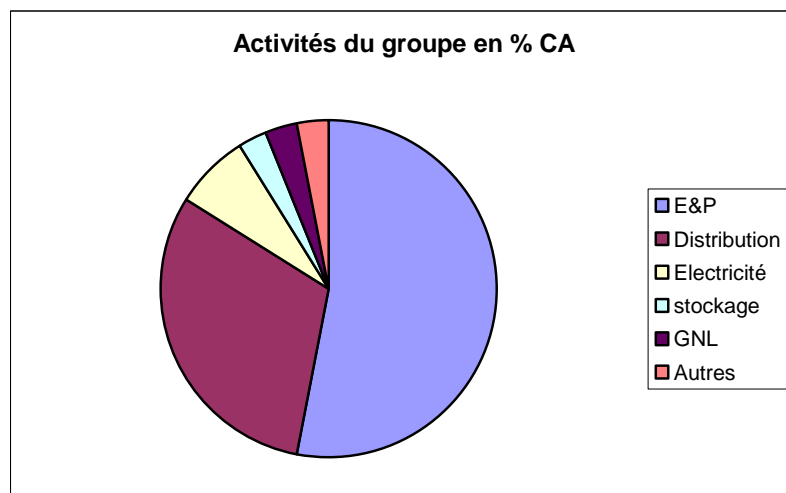
### **• DISTRIBUTION :**

- Distribution (hors Centrica) : Niveau national (Lattice ; Réglementé) ; Niveau international (BG ; Libre de toute contrainte réglementaire, logique de marché).

- Lattice dispose en Angleterre de 2.4 millions de clients ce qui en fait le premier distributeur gazier. BG a ainsi conservé en grande partie sa clientèle.

### **• PRODUCTION ELECTRIQUE**

BG s'était diversifié vers l'électricité. Il produit au RU, en Irlande, en Malaisie, aux Philippines, et en Italie.



## STRATEGIE

---

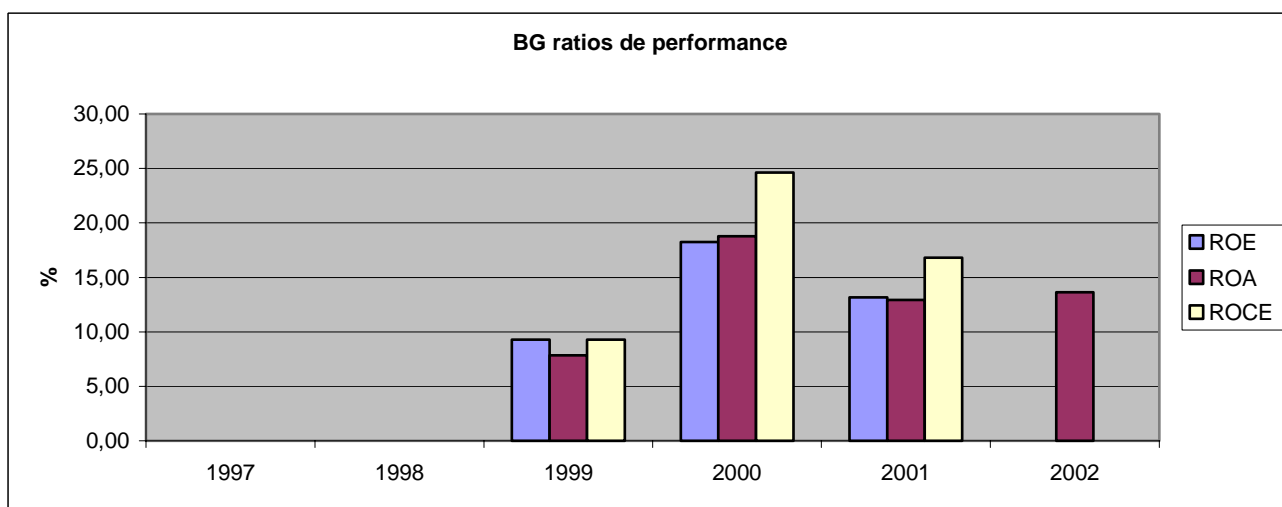
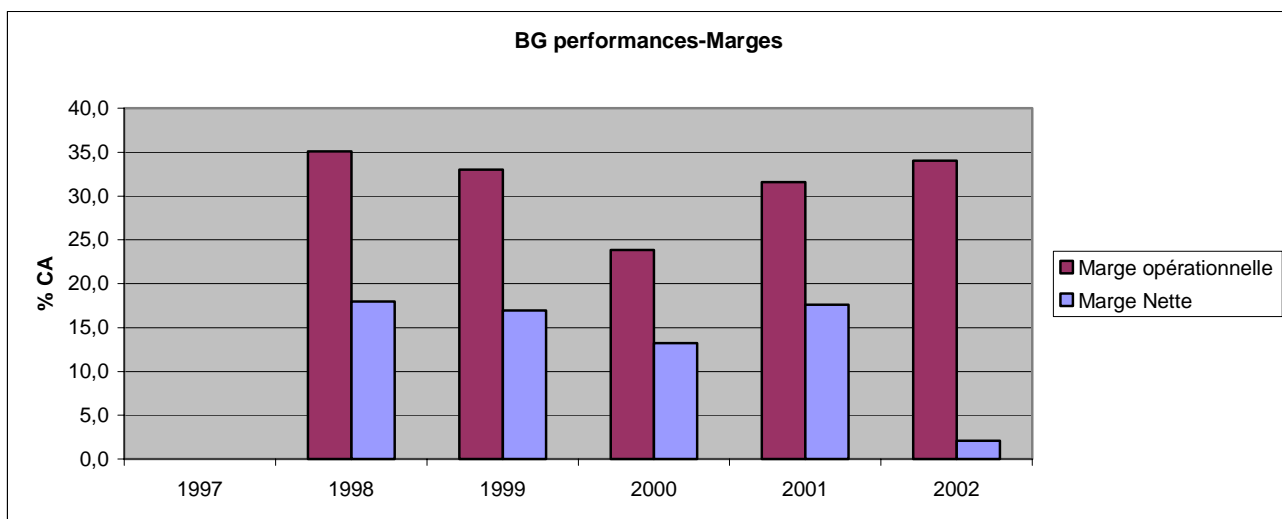
---

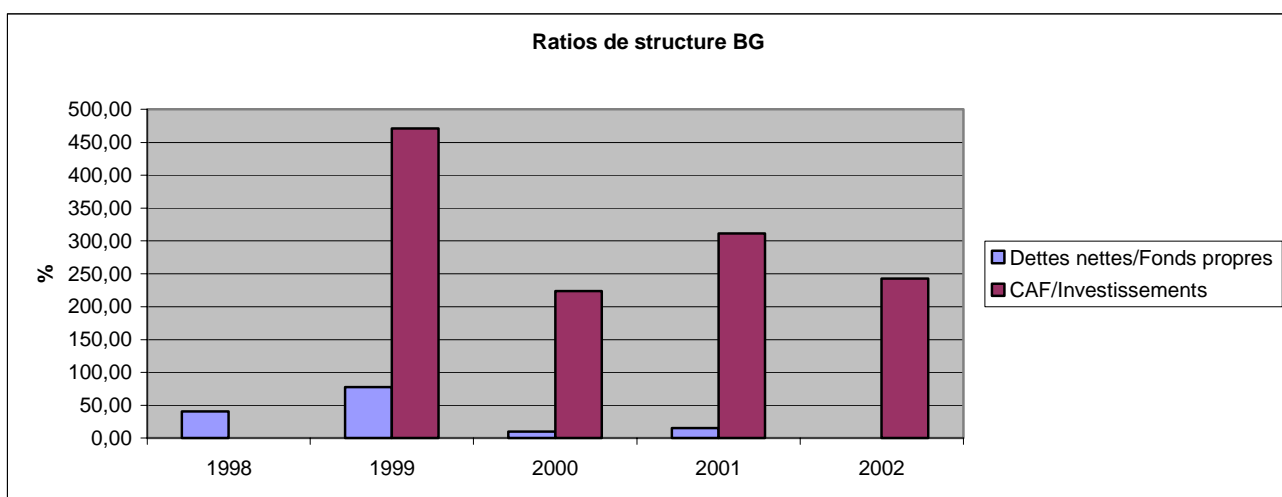
Au total BG semble plus orienté vers la capture éventuelle de rentes dans les champs de production et dans le transport (donc aussi le stockage).

## CHIFFRES CLES

---

---





BG Plc FINANCE euros	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Capitalisation boursière (millions euros)	nd	nd	nd	nd	21100,10	15170,40	15770,16	13220,00
Prix du titre	2,88	2,54	3,96	5,62	6,02	4,30	4,47	3,78
Résultat net par action	0,033	-0,0147	-0,097	0,302	0,317	0,299	0,268	0,191
Dividende	0,24	0,24	0,12	0,13	0,14	0,09	0,04	0
nombre d'actions	nd	nd	nd	nd	3505	3528	3528	nd
<b>PER</b>	<b>87,6</b>	<b>nd</b>	<b>nd</b>	<b>18,6</b>	<b>19</b>	<b>24</b>	<b>27</b>	<b>19,85</b>

*Note méthodologique : Malgré la dichotomie choisie dans la présentation des fiches acteurs, Lattice, Centrica et Transco sont présentés dans la Fiche BG en tant qu'entités issues de la scission de ce groupe.*



## LATTICE

---

Les activités regroupées dans Lattice et donc séparées de BG sont :

### **• TRANSCO**

Compagnie propriétaire et gestionnaire de la majorité du réseau de transport de gaz en GB. Elle est titulaire d'une licence de transport et détient également comme activité annexe des capacités de stockage. Transco achemine du gaz pour quelques gros distributeurs (60ème) pour fournir quelques 20 millions de clients industriels ou domestiques. Transco intervient sur le segment réglementé de l'industrie gazière et est donc soumis à un contrôle des prix. La séparation avec BG s'explique par cette différence de statut au sein du groupe.

### **• TELECOMMUNICATIONS**

La société s'est lancée dans les télécommunications. En 2000 BG avait lancé un projet de pose de fibre optique dans les gazoducs de Transco. Transco a également constitué une filiale commune avec une société de télécommunication américaine : JV Spectrasite.

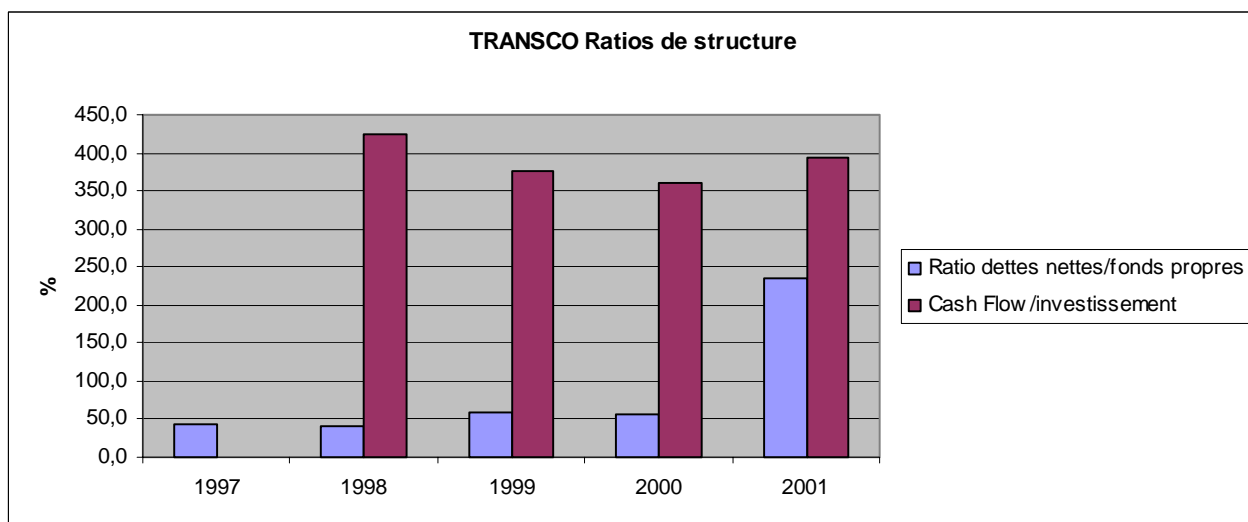
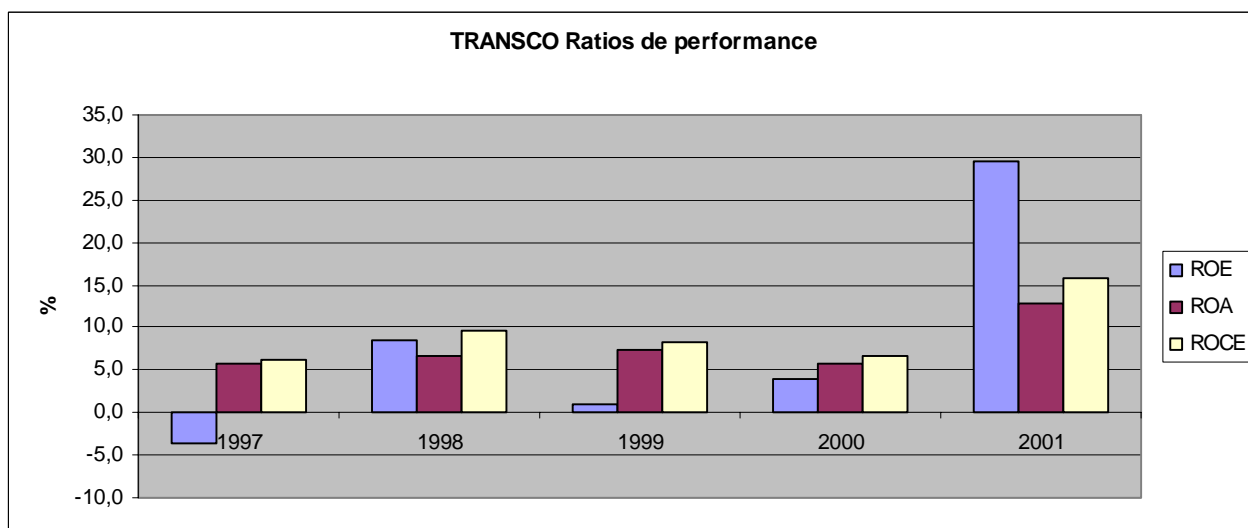
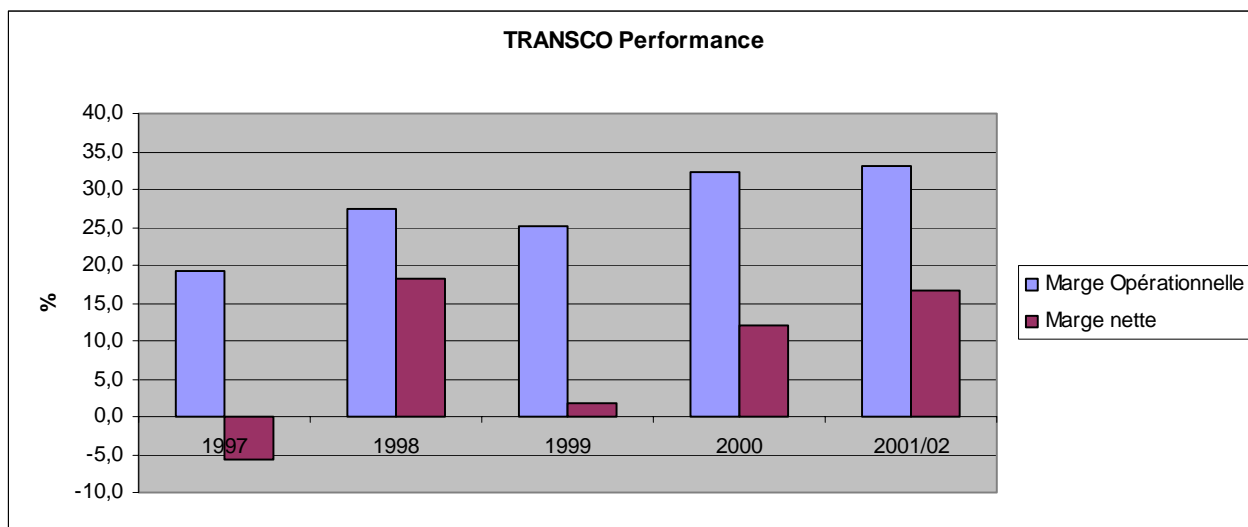
### **• ACTIVITES ANNEXES HERITEES PAR LATTICE**

- Activités de leasing automobile (The leasing Group)
- Conseil en ingénierie gazière (Advantica)
- Fournisseur d'infrastructures gazières (Lattice Energy Services)
- Lattice property.

### **• RAPPEL CHRONOLOGIQUE**

- 23 octobre 2000 scission et apparition de Lattice
- Novembre 2001 Lattice est réorganisée en trois secteurs d'activité : Transco, Telecom, Lattice enterprise.
- 22 Avril 2000 fusion Lattice, National Grid décidée.

## CHIFFRES CLES



# CENTRICA

---

## HISTOIRE

---

---

C'est en février 1997 que naît Centrica lorsque British Gaz commence ses scissions. Depuis elle fait l'objet d'une cotation en Bourse (London stock exchange). A cette époque Centrica hérite des activités d'approvisionnement en gaz, de distribution de détail, de services associés et de production de gaz (Gisement de Morecambe, gisement gaziers de North). Centrica va également garder le contrôle de la marque Goldfish (produits financiers) et prendre le contrôle opérationnel de Accord Energy (USA), acteur majeur du trading de gaz à court terme.

En mai 1997 Centrica signe un contrat de vente de gaz à Thyssengas. Celui-ci concerne jusqu'à 3 milliards de m<sup>3</sup> de gaz sur 7 ans qui seront acheminés via l'interconnector dès son ouverture en 1998.

En juillet 1997 elle accepte d'approvisionner un client final de grande envergure (toujours via l'interconnector) au Pays Bas il s'agit de Elsta (1 milliard de m<sup>3</sup> sur 8 ans) mais elle alimente également, sur ce marché des sociétés de moindre taille En Trade et Delta pour 8 ans également.

En décembre 1997, la diversification du groupe est amorcée avec le recours aux produits financiers qui permet de compléter la carte de crédit Goldfish. Elle lance une police d'assurance multi-risque habitation. Centrica a également de l'avance en terme de compétences financières car elle participe, dès 1998, au développement et à la financiarisation du marché énergétique. Elle lance alors avec ENRON Europe, un contrat gaz innovant puisque les volumes fournis par Enron sont indexés (leur prix) sur le prix des futures (prix du gaz à terme) sur l'International Petroleum Exchange.

La perte de monopole de Centrica en matière de distribution est liée à l'avancée de la libéralisation intervient en 1998. C'est également à cette période que démarrent les ventes

d'électricité du groupe sur son marché domestique (près de 400 000 clients sont concernés). Elle commence également les acquisitions en amont de la filière gazière puisqu'elle acquiert auprès de POWERGEN (en 1998) une société de production de gaz et de pétrole, *PowerGen Northsea limited* (248m£). Cette acquisition comprend la prise d'intérêt dans 8 champs de production et plusieurs gisements non encore entrés en exploitation en Mer du Nord (Southern North Sea) et dans la mer d'Irlande (East Irish Sea) à proximité de ceux de Morecambe.

En 1999 elle annonce également l'accord d'achat de gisements auprès de DANAPETROLEUM et BRITISH BORNEO (02/1999) et (10/1999) elle conclut un accord avec VEBA OEL, GAZ UK et TOTAL OIL MARINE pour acquérir d'autres champs gaziers en mer du nord (sud de la mer du nord). Cette même année, la diversification s'accroît d'un cran. En effet le groupe acquiert AA (Automobile Association). Centrica est également chargée par OAO Gazprom de la gestion de sa capacité dans l'Interconnector qu'elle peut utiliser, comme Wingas GmbH, selon un accord conclu entre les trois parties. Enfin en 2000, c'est vers les télécommunications autre activité de flux et de réseau que Centrica se diversifie (alliance avec Vodafone UK Limited, Torch Telecom et Cable & Wireless Communications et en 2000 One Tel).

En 2000, Centrica va également procéder à des acquisitions en Amérique du Nord avec l'acquisition d'une société canadienne Direct Energy Marketing (approvisionnement énergétique). Par là, elle obtient également et indirectement 27.5% d'Energy America qui se livre à du *trading*. Elle finalise la même année (12/2000) l'acquisition de *Avalanche Energy Limited*, société privée canadienne de production de gaz et de pétrole. Elle acquiert les 72.5% qui lui manquaient dans *Energy America* (auprès de Sempra Energy à la base c'était une JV).

Les activités diversifiées vont-elles aussi se renforcer : Joint Venture Goldfish / [evolvebank.com](http://evolvebank.com) (activité de banque sur internet de Lloyds TSB, Agence de Voyage en ligne pour le RU avec l'alliance entre « AA » et *First Resort Limited*) pour aboutir en 2001 à une diversification dans la production d'électricité. Ceci s'explique par le développement et le potentiel dans la vente au détail d'électricité : Rachat de 60% d'Humber Power Ltd (opérateur de centrale électrique au gaz, mai 2001).

## **ACTIONNARIAT**

---

---

L'actionnariat de Centrica est très dilué. Les particuliers ont investi dans la firme lorsque, en 1987, BG a fait l'objet d'une introduction en bourse. Néanmoins certains analystes n'hésitent pas à extrapoler un intérêt du groupe aux yeux d'institutions financières et cela sur la base de l'argument de l'ampleur de la clientèle gérée et de participations inférieures à 3% de 4 institutions financières dans son capital (CGNU, Barclays, Legal & General, M&G).

## **ACTIVITE**

---

---

### **• ACTIVITE GAZIERE**

- Centrica intervient dans l'activité gazière du RU dans la vente au détail, le négoce, la production. Elle n'a pas de réelles capacités de stockage ni d'infrastructures de transport.
- Au Etats-Unis à l'opposé le groupe détient des sociétés gazières qui impliquent la possession d'infrastructures de transport et de production.

### **• ACTIVITE ELECTRIQUE**

- CENTRICA dessert plus de 4 millions de clients en ce qui concerne l'électricité au RU.
- Cette activité semble être en expansion comme en témoigne l'acquisition d'actifs de production qui permettront de renforcer et sécuriser l'approvisionnement dont elle a la charge.

## **STRATEGIE**

---

---

- Centrica Plc a historiquement comme compétence centrale la gestion de clientèle (gestion de bases de données, facturation, offre de services, innovations à destination du client final) et cela

d'autant plus que la firme bénéficie d'une avance dans l'expérience des effets de la libéralisation. Elle a aboutit à une offre diversifiée et se positionne sur les activités suivantes : le gaz, l'électricité, les services financiers, l'assistance automobile et les télécommunications.

- Elle exerce son métier de détaillant en Europe mais aussi en Amérique du Nord. L'un des objectifs fort de la firme est de fournir elle-même 20% des ressources nécessaires à ses ventes de gaz et d'électricité. C'est donc typiquement une stratégie de remontée vers l'amont que déploie l'opérateur historique anglais.

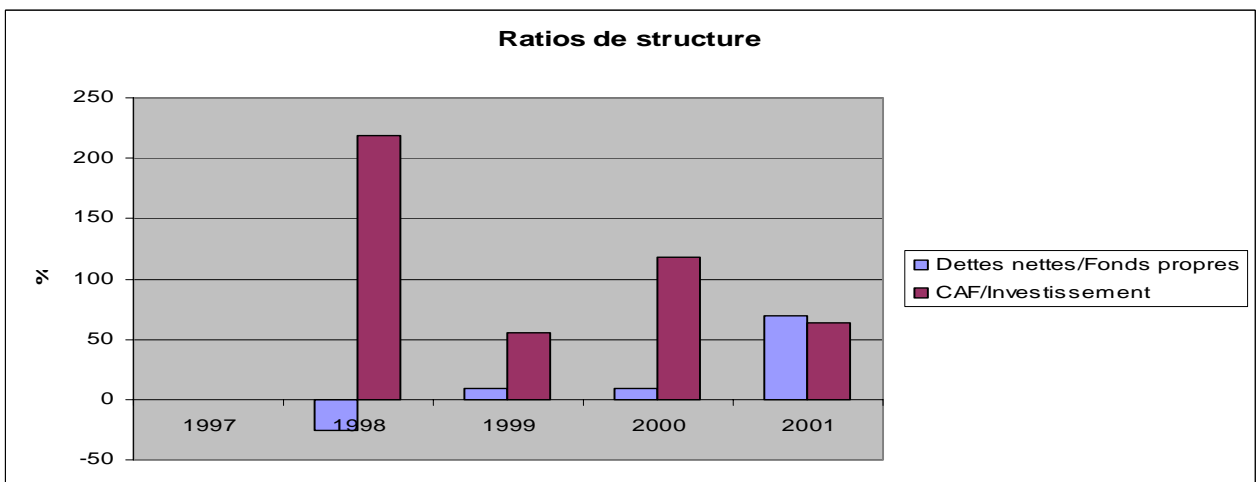
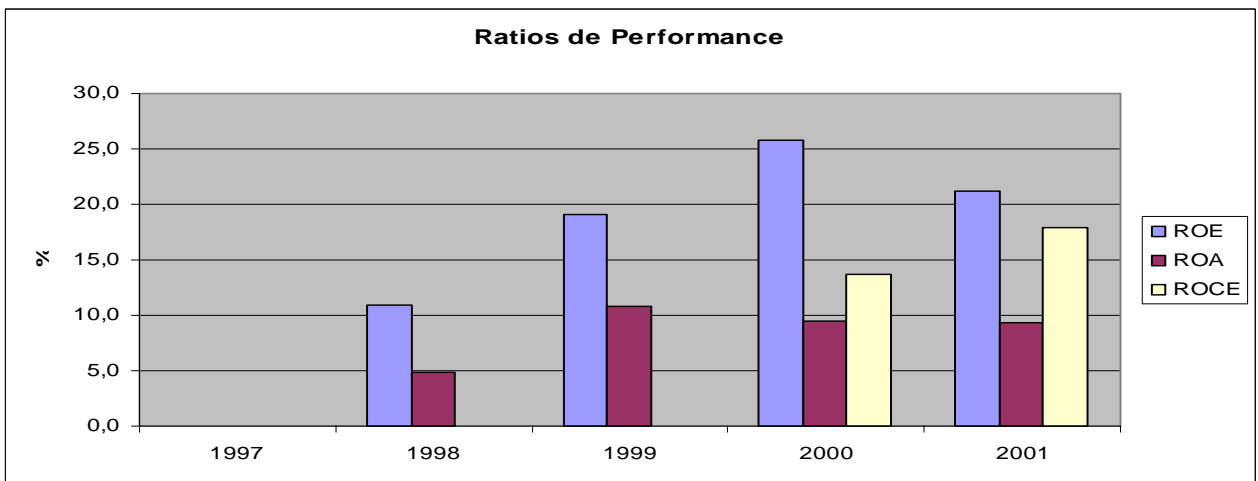
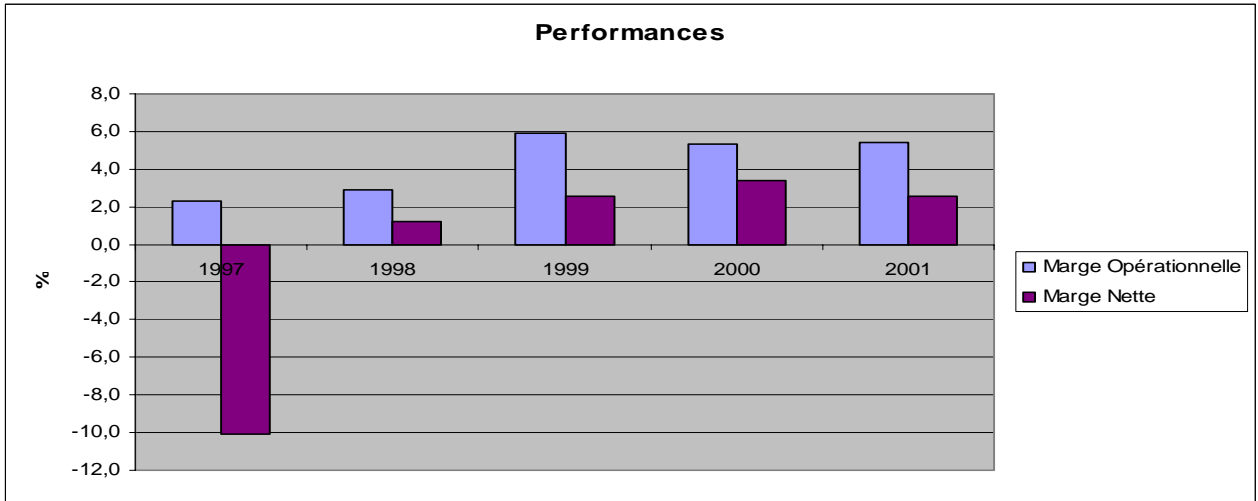
- Si Centrica devait être acquise par un autre groupe, vu l'importance de sa capitalisation boursière, il serait nécessaire que celui-ci ait un potentiel financier et d'investissement important ce qui implique un groupe d'une taille très importante. Pour une compagnie européenne qui voudrait se lancer sur le marché européen Centrica présenterait l'avantage d'avoir déjà un positionnement sur ce marché (Direct Energy, Avalanche Energy, Energy America...). Néanmoins sa base de clientèle est déjà un atout et donc une potentielle source d'intérêt en Europe. Reste que la compagnie bénéficie également d'une avance en matière de compétences dans le *trading* et la gestion du risque.

- La stratégie de CENTRICA est également d'élargir sa base de clientèle en Europe (objectif de 5 millions de clients en Europe). En 2000, CENTRICA a essuyé un échec sur le marché Belge (la Joint venture avec Essent) rattrapé ensuite par l'acquisition d'une société de distribution importante (50 % de Luminux en 2000) qui a gonflé son portefeuille de quelques 700 000 clients. Au final ses objectifs sont de : fidéliser la clientèle anglo-saxonne en élargissant l'offre de service au RU, pénétrer de manière significative et ambitieuse le marché américain (objectif de 10 millions de clients aux USA par croissance interne et externe) et en parallèle augmenter sa base de clientèle en Europe.

## CHIFFRES CLES

---

---



<b>CENTRICA FINANCE (euros)</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
Capitalisation boursière	nd	nd	nd	11792280,5	11129514,9
Prix du titre	130,4	179	266,2	416,6	352,8
Résultat par action	-25,9	3,1	6,5	13,3	12,9
Dividendes	nd	nd	3,8	2,8	5,0
Nombre d'actions	nd	nd	nd	28305	31550
<b>PER</b>	<b>-5,042</b>	<b>57,729</b>	<b>40,814</b>	<b>31,235</b>	<b>27,407</b>



# BP PLC

## HISTOIRE

---

---

Créé en 1909 il porte alors le nom de Anglo Persian et ce groupe est alors principalement axée sur le Moyen Orient. C'est uniquement en 1954 que naît British Petroleum. Dans les années soixante le groupe étend son domaine d'activité. BP intervient alors aux Etats – Unis et au RU poussé par les découvertes d'importantes réserves en Mer du Nord.

C'est en 1975 que BP prend une participation de 25% dans Ruhrgas (via la « Gelsenberg Company), participation récemment cédée à E.ON dans sa procédure de prise de contrôle de l'opérateur historique allemand.

En 1990 alors que les années 80 ont encore accru le potentiel d'extraction en mer du nord au vu des réserves découvertes BP commence à faire des ventes directes au RU. En 1995 son expansion se poursuit avec la prise de participation stratégique et importante de 25% dans l'Interconnector Britannique.

BP, compagnie pétrolière, a augmenté sa taille en acquérant Amoco et Arco en 1998 il est dorénavant au 3ème rang mondial. C'est également cette année là que l'unité gaz et électricité de BP est formée, qui marque le début et l'intérêt porté dans la diversification du pétro-gazier vers les activités de l'aval.

## **ACTIONNARIAT**

---

---

Son actionnariat semble assez dilué avec plus d'un million d'actionnaires et 22 milliards d'actions émises, aucun actionnaire en 2000 ne détient plus de 3.2% des droits de vote.

## **ACTIVITE**

---

---

### **• ACTIVITE GAZIERE**

Dans le gaz l'activité principale de BP est la production. Le groupe a des positions en Amérique du Nord (Alaska), mais aussi en Europe (RU, Pays-Bas, Norvège), il possède également des réserves en Algérie (JV Sonatrach) et à Trinidad et Tobago (JV Repsol et alii) qui servent à l'approvisionnement du marché européen mais aussi en Egypte et en Turquie. Globalement BP produit 130 GM<sup>3</sup>/an de gaz et c'est fixé comme objectif pour 2003 170 Gm<sup>3</sup>/an.

La descente en aval semble se faire au gré des opportunités. BP détient des positions fortes dans le marché du GNL et cherche à les renforcer notamment par la construction de terminaux GNL et la prospection de sites en Europe.

En 2001 BP cède ses 25% dans Ruhrgas, depuis il n'est plus présent en Europe dans les activités de transport de distribution et de vente au détail. BP tente plutôt de développer la vente aux grands consommateurs. C'est une activité qu'il exerce déjà au Royaume-Unis (1990 BP démarre les ventes directes aux clients éligibles du RU) et qu'il tente de développer en Espagne et en Italie.

### **• ACTIVITE ELECTRIQUE**

Ce producteur s'oriente également depuis peu vers l'électricité puisqu'il développe des projets de construction de centrales électriques (CCGT à hauteur de 2000MW).

## STRATEGIE

---

---

- BP veut développer l'activité négoce notamment par l'acquisition ciblée de nouveaux clients. Il a également une stratégie marketing visant à rendre son offre innovante.
- Au niveau purement gazier BP semble renforcer sa position au niveau mondial à la fois à l'international et grâce au GNL.
- Enfin son troisième axe stratégique est l'électricité, notamment le développement de la production sur la base du gaz. Vraisemblablement BP cherche à diversifier progressivement tant ses sources de production que ses ventes.

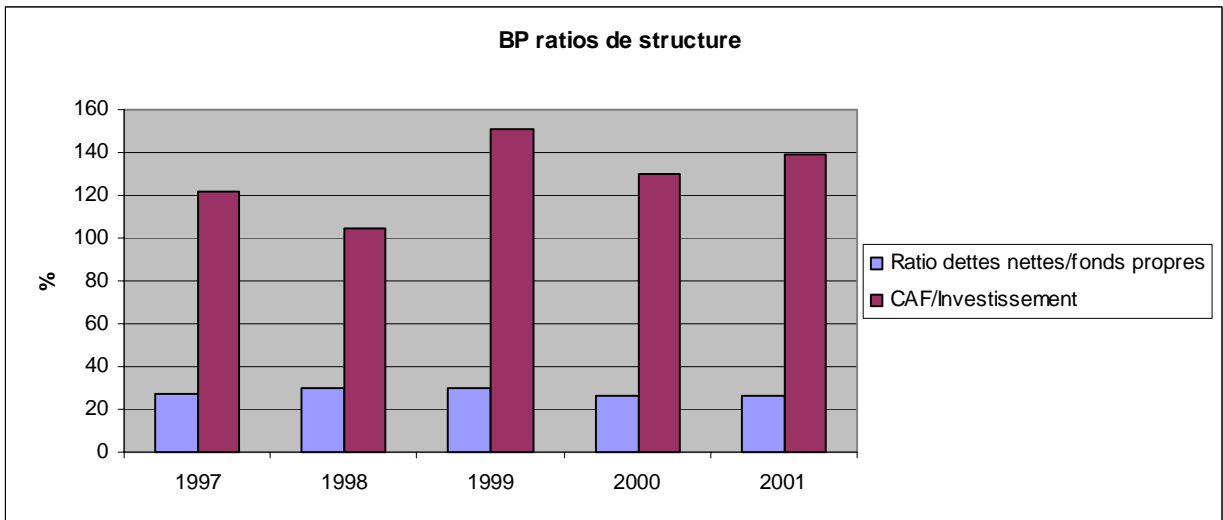
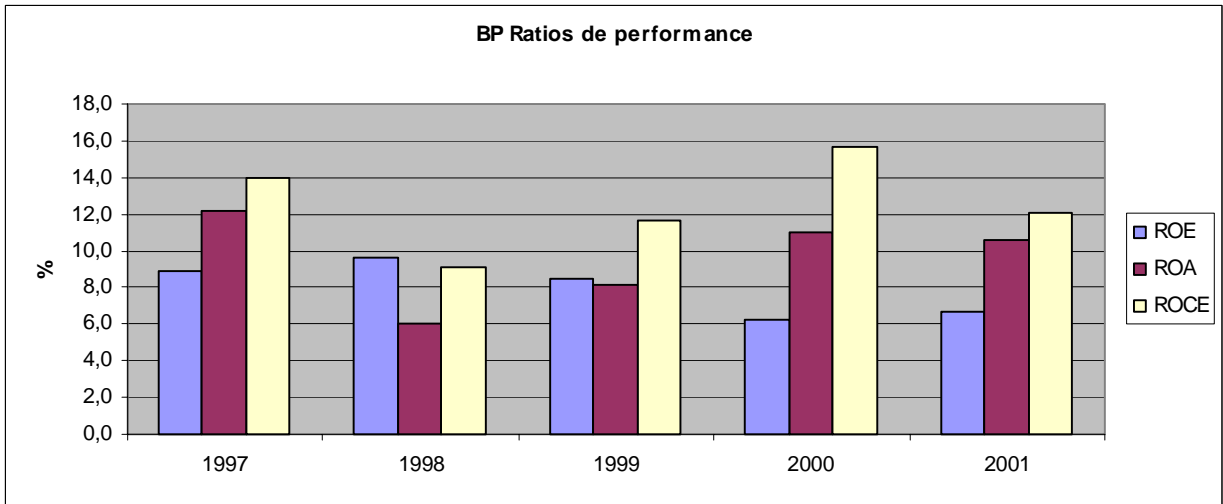
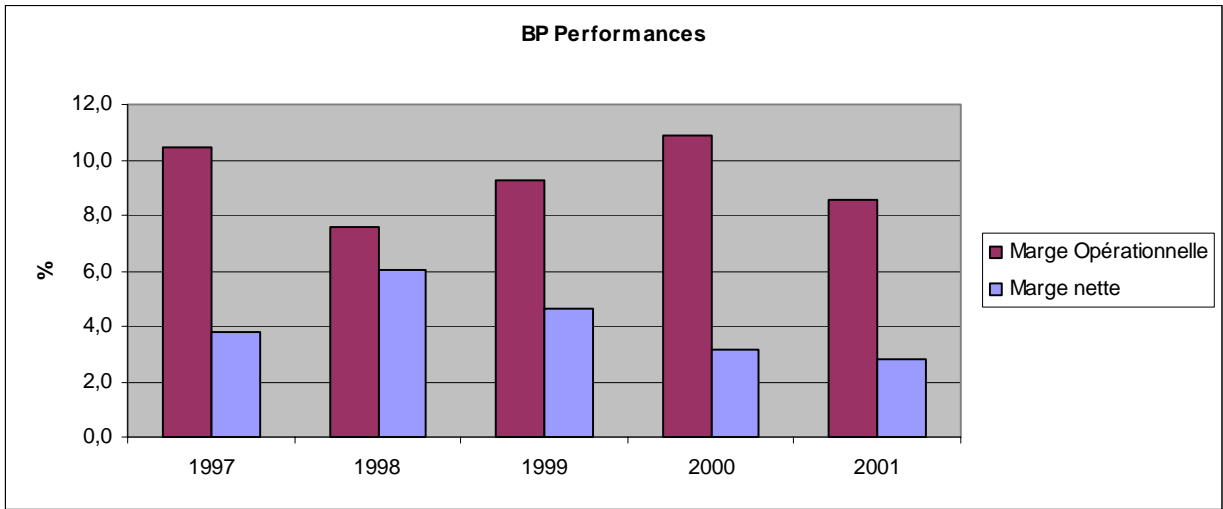
Son expansion européenne semble être axée sur le sud (marchés espagnol et italien) où il prévoit, soit la construction de terminaux GNL, soit de centrales électriques au gaz. Le groupe cherche à valoriser sa production gazière en augmentation. Son action au nord de l'Europe est liée à sa position dans l'interconnector (Investissement de 1995) et de son savoir faire dans le négoce et le *trading*. En 1998, création de l'unité gaz et électricité de BP qui signe l'intérêt que montre le groupe à la diversification aval.

BP a un contrat avec Statoil pour recevoir 1.4 mtep ( $1.6\text{mm}^3$ )/an de gaz à partir de 2001 jusqu'en 2016. Il approvisionne essentiellement le RU. 52% de son gaz est vendu à CENTRICA (48% sera vendu aux grands clients industriels RU). Des accords sont en place pour la livraison de 9.3  $\text{mm}^3$ /an en Espagne (provenance In Salah Algérie) et 5.2  $\text{mm}^3$ /an en provenance de Trinidad (démarrage de ces accords 2002/3 pour 15-20 ans).

## CHIFFRES CLES

---

---



<b>BP FINANCE euros</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
Prix du titre	345,84	382,7	518,88	646,8009	607,775
Résultat par action (cents)	26,0128	14,9253	24,2708	61,272935	37,7349
Dividendes (cents)	15,84	17,5775	18,8	22,90055	23,254
<b>PER</b>	<b>13,29</b>	<b>25,64</b>	<b>21,38</b>	<b>10,56</b>	<b>16,11</b>

## ENI- SNAM

### HISTOIRE- STRUCTURE

---

---

La structure d'ENI est celle d'un groupe énergétique verticalement intégré dont les domaines d'activité sont le pétrole, le gaz naturel, la production électrique, les produits pétrochimiques, l'ingénierie et les services énergétiques/pétroliers. Ses activités sont exercées à travers diverses divisions ou filiales :

- *ENI exploration and production division* (activités d'exploration production),
- *ENI refining and marketing division* (raffinage et commercialisation)
- *ENI gas and power division* (fourniture et vente de gaz naturel)
- *ENI power* (production électrique et vente)
- Italgas (distribution urbaine de gaz et vente)
- *Stoccaggi Gas Italia* (stockage souterrain de gaz)
- *Polimeri Europa* (petrochimie)
- Saipem (construction offshore, forage, construction pipe)
- Snamprogetti (ingénierie construction d'usines chimiques, et systèmes de transports par oléoduc)

En Italie un réseau de plus de 29 000 km de gazoducs permet le transport du gaz produit par ENI ainsi que celui de tierces parties. Ce réseau est géré par SNAM RETE GAS SPA dont 40.24% ont été mis sur le marché en décembre 2001. A travers Italgas, ENI est également impliqué dans la distribution et la vente de gaz aux municipalités italiennes, mais Italgas est également présente en Hongrie, Slovaquie, Argentine, Portugal, Brésil, Grèce. Nous avons, malgré cette séparation, considéré que nous devons analyser conjointement ENI et SNAM, en cela qu'ENI est à l'origine des

décisions stratégiques du groupe et la scission comptable comme effective est trop proche pour que nous disposions de chiffres exploitables.

## ACTIVITE

---

---

### • ACTIVITE GAZIERE

ENI est l'opérateur pétro-gazier historique Italien. ENI fut créé en 1953 par le gouvernement italien dans le but de développer l'activité énergétique du pays. La stratégie était alors celle de la concentration des activités énergétiques en un seul groupe.

En 1995 le processus de privatisation commence expliquant la situation actuelle dans laquelle 70% du capital est placé sur les marchés. Le ministère du trésor détient cependant un peu plus de 30% du capital.

ENI détient une position clé sur le marché italien (86% du marché national 2000) et méditerranéen du gaz grâce à sa filiale SNAM et grâce à sa participation dans Italgas. ENI a une similitude avec REPSOL-YPF ce sont deux pétro-gaziers de taille réduite par rapport aux autres pétroliers mondiaux mais ils sont déjà présents de manière significative dans la chaîne gazière. La mise en Bourse de Snam Rete Gas qui a été chargée du transport a été décidée.

C'est l'un des tout premiers gaziers européens avec un « portefeuille » de 660TWh. En 2000 il vendait 60 à 70 Gm<sup>3</sup>, consommés en Italie. L'augmentation de son portefeuille jusqu'en 2010 semble devoir être assurée grâce à l'achat de gaz notamment Russe, plus que par une augmentation de sa production. ENI considère que l'optimisation de son réseau de distribution est finie et on attend donc une diminution des investissements avec une recherche d'optimisation des réseaux existants.

## • ACTIVITE ELECTRIQUE

ENI dispose de 1000MW de puissance installée, dont 40% sont auto-consommés, et poursuit un objectif de 5000MW disponibles en 2005. Cet objectif, le groupe devrait l'atteindre par un programme de reconversion des centrales existantes et l'achat d'actifs existants (GENCO).

La stratégie électrique permet ici à l'opérateur d'écouler le gaz contracté à long terme qu'il n'a pas le droit d'injecter dans le réseau national du fait du régulateur (*release gaz*). De ce fait on comprend la stratégie d'ENI qui vise à développer la production et la vente d'électricité destinée au marché.

## **STRATEGIE**

---

---

### • NOMBREUX PARTENARIATS AVEC :

- Gazprom (Blue Stream)
- NIOC (champs Iran)
- EGPC (terminal off shore Egypte)
- MEDGAZ
- IBERDROLA (accord stratégique, en s'appuyant sur sa participation dans GALP ENI veut s'attaquer au marché espagnol.)

### • STRATEGIE

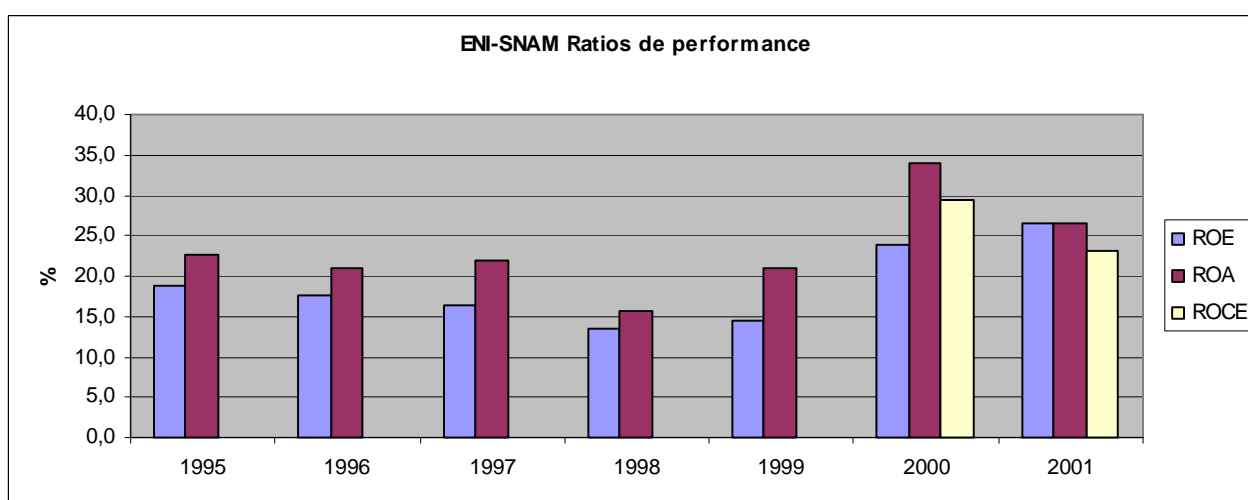
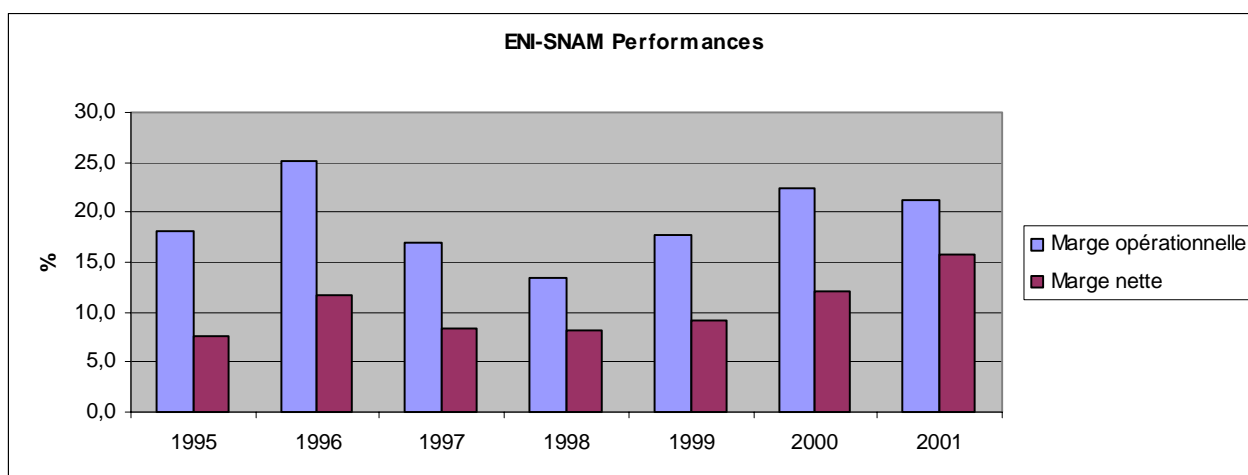
Stratégie principale se renforcer vers l'amont (gaz et pétrole) et développer ses ventes de gaz et d'électricité en Europe par essentiellement une croissance sur les marchés méditerranéens. Groupe verticalement intégré ENI cherche à valoriser cette position forte dans le gaz par rapport aux autres pétroliers. Il vise donc à s'imposer sur le marché européen et bénéficie de ses accords avec la Russie. Son objectif au plan européen (élargi à la Turquie) est de 110 TWh d'ici 2003 alors que sur le marché Italien ENI vise au maintien de ses ventes (574 TWh) ce qui implique des pertes de parts de marché. Cette perte ENI veut la compenser par l'expansion sur les marchés

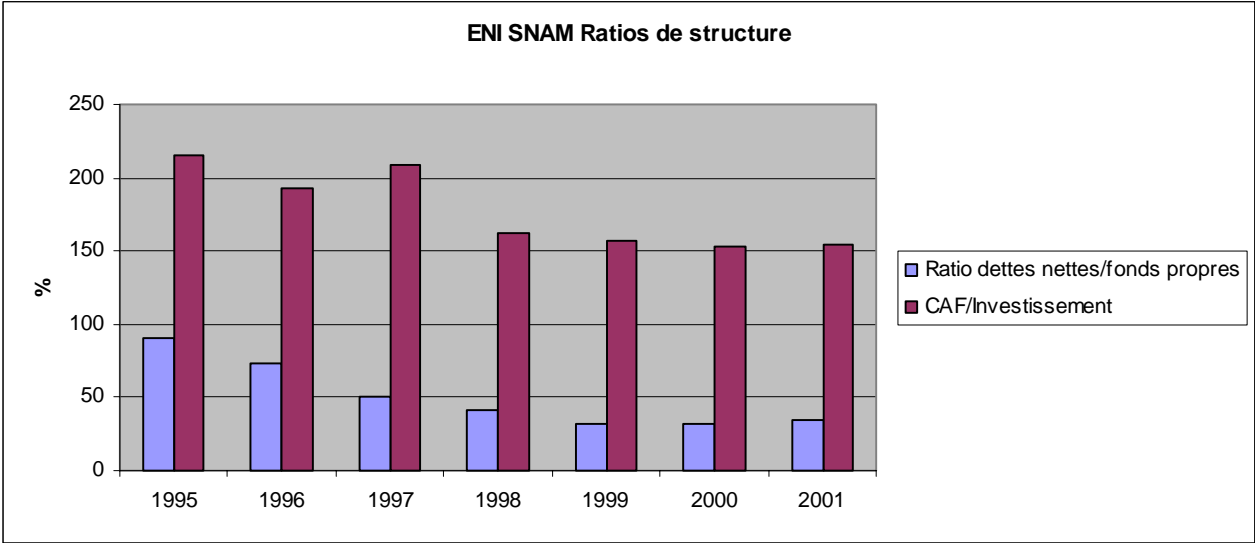


extérieurs (acquisition, investissement dans des infrastructures de transport) mais aussi donc par le développement de son parc de centrales électriques au gaz. ENI vend pour 40 TWH de gaz à l'étranger (Brésil, Argentine, Hongrie, Slovaquie, Croatie, Portugal...).

Son deuxième axe de développement c'est l'Amérique du sud. Vu la structure du groupe il n'est pas exclu que le groupe se restructure voire cède des activités « non stratégiques » ou peu rentables (chimie, distribution de carburants, immobilier...). Egalement projet de réduction des coûts de l'ordre de 1.6 milliards entre 1999-2003. ENI déclare ne pas rechercher de fusions les rumeurs ont néanmoins concerné ENI et REPSOL-YPF ; ENI-TOTALFINAELF .....

## CHIFFRES CLES





## SUEZ – DISTRIGAZ/FLUXYS

### HISTOIRE

---

---

Le groupe Suez est ainsi dénommé depuis 2001. Il est en fait le résultat de la fusion intervenue en 1997 entre la compagnie de SUEZ et la lyonnaise des eaux.

Suez a apporté les activités énergie issues de la société générale de Belgique (Tractebel, Distrigaz) et la Lyonnaise des eaux a apporté les activités eau, déchets (sita) et services énergétiques (Elyo).

Suez est donc depuis un groupe multiservices qui s'organise autour de quatre pôles principaux correspondant à ses métiers de base :

- TRACTEBEL pour l'énergie (57% du CA 2000),
- ODEO pour l'eau (26% du CA 2000),
- SITA pour la propreté (14.5% CA 2000).
- On peut noter que le groupe SUEZ est également impliqué, certes dans une moindre mesure (1.8% du CA 2000), dans les communications.

Ainsi SUEZ dispose d'une base de clientèle très large (particuliers, industriels, collectivités locales). Les industriels représentant en 2000, 40% du CA et s'accroissent fortement.

TRACTEBEL, pôle énergie de SUEZ, est une entreprise mondiale d'énergie et de services développant ses activités dans quatre domaines : énergie et services associés, services sur site, conception et construction d'installations ainsi qu'ingénierie.

**L'énergie** : les métiers de l'énergie couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur énergétique : production, *trading*, transport, vente et services associés. Tractebel s'est fixé des marchés cibles prioritaires : l'Europe, l'Amérique du nord, l'Amérique latine et l'Asie, systèmes énergétiques qui peuvent être abordés globalement.

Le développement du métier de l'énergie repose sur deux entités opérationnelles que sont TRACTEBEL ELECTRICITE ET GAZ EUROPE (EGE) et TRACTEBEL ELECTRICITE ET GAZ INTERNATIONAL. Les métiers de l'énergie de TRACTEBEL génèrent actuellement un chiffre d'affaires de plus de 17 milliards EUR et représentent un effectif de près de 25 000 personnes.

TRATECTEBEL ELECTRICITE ET GAS EUROPE a comme mission de maximiser en Europe l'ensemble des synergies entre gaz et électricité. Elle est essentiellement constituée des trois entités : ELECTRABEL, DISTRIGAZ et FLUXYS. C'est le 1er décembre 2001 que la compagnie Belge DISTRIGAZ a séparé ses activités en deux entités distinctes que sont DISTRIGAZ et FLUXYS. Les activités de l'ancienne société, DISTRIGAZ, sont dorénavant regroupées dans FLUXYS, qui est donc en charge de l'activité de transport du gaz naturel en Belgique, activité réglementée, alors que DISTRIGAZ, nouvelle compagnie née avec cette scission, s'occupe de la fourniture et de la vente de gaz naturel mais aussi de transit

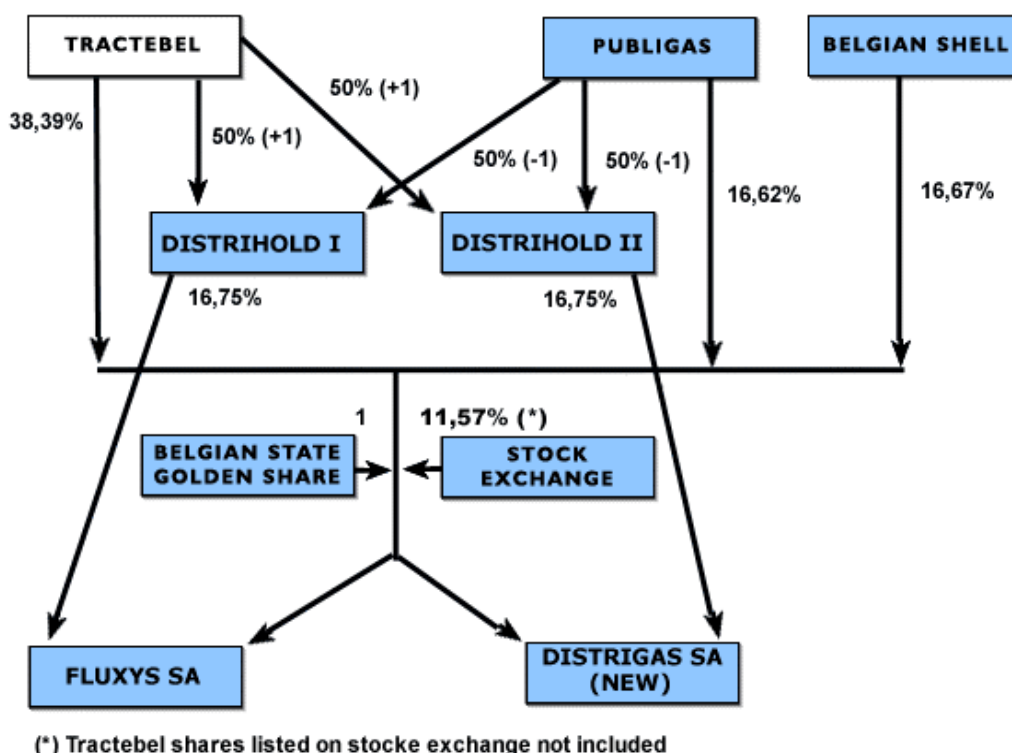
## ACTIONNARIAT

---

---

Suez est au  $\frac{3}{4}$  privée son entrée à la bourse de New York date de 2001. Son premier actionnaire est Electrafina.

## Structure de l'actionnariat et nouvelle structure intégrant DISTRIGAZ et FLUXYS



## ACTIVITE

---

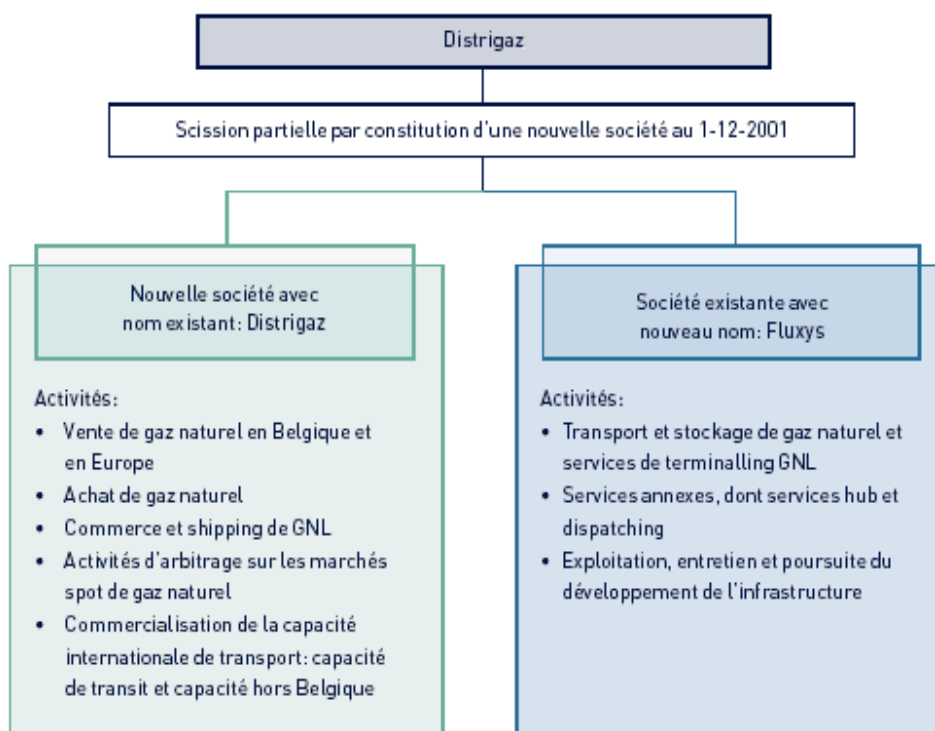
### • ACTIVITE GAZIERE

SUEZ détient le contrôle de DISTRIGAZ (en 2001) avec 43.4% des actions aux côtés de BELGIAN SHELL, un consortium de distributeurs de gaz belge et l'Etat qui détient une golden share. SUEZ est présent dans le gaz à travers DISTRIGAZ (filiale gazière du groupe) et ELECTRABEL (distribution finale de gaz en Belgique).

L'ancienne Distrigaz intégrée a été scindée en deux entités au 30 novembre 2001. Ainsi, l'activité de transport de DISTRIGAZ a été séparée des activités commerciales ce qui a fait apparaître DISTRIGAZ et FLUXYS (ancien Distrigaz soit le transport). SUEZ s'est doté de capacités de

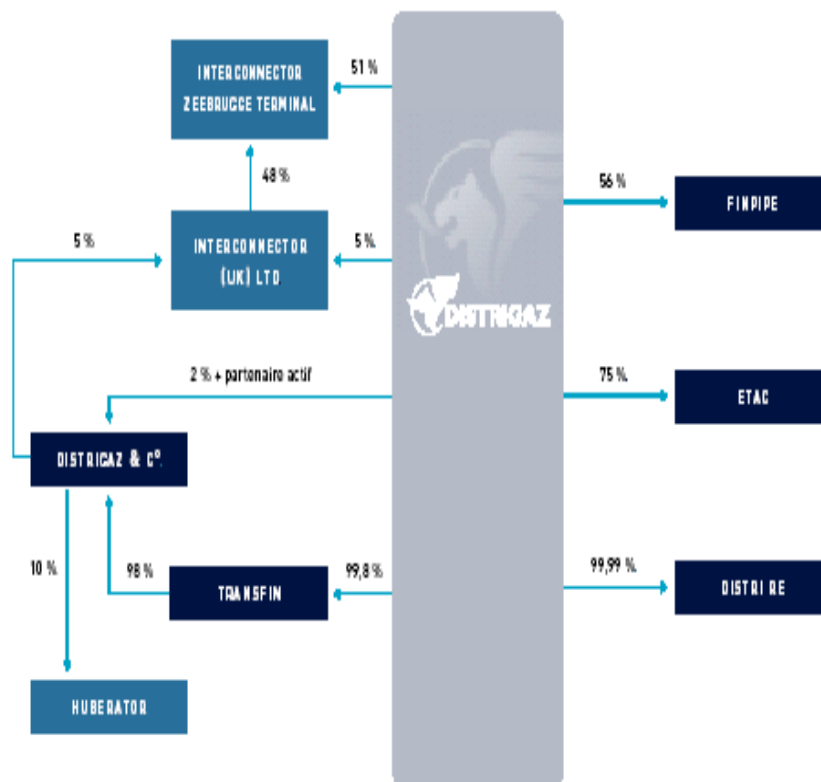
transport de GNL en acquérant en 2000 CABOT LNG rebaptisé ensuite ELECTRABEL LNG. Le groupe exploite également le hub gazier de Zeebrugge, premier marché spot d'Europe, point de croisement de l'Interconnector britannique et du Zeepipe norvégien. Le hub est géré par la société HUBERATOR filiale de DISTRIGAZ (aujourd'hui FLUXYS) il traite environ 11% de la consommation totale de gaz en Europe occidentale. SUEZ est alors le second opérateur du transit en Europe occidentale.

**Schémas reprenant la répartition des activités à l'issue de la scission de l'entreprise intégrée Dstrigaz en Fluxys et la nouvelle entreprise Dstrigaz.**

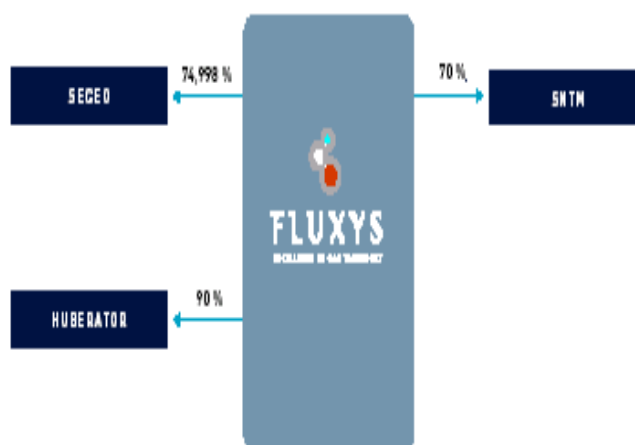




Filiales de Distrigaz  
(depuis le 01-12-2001)



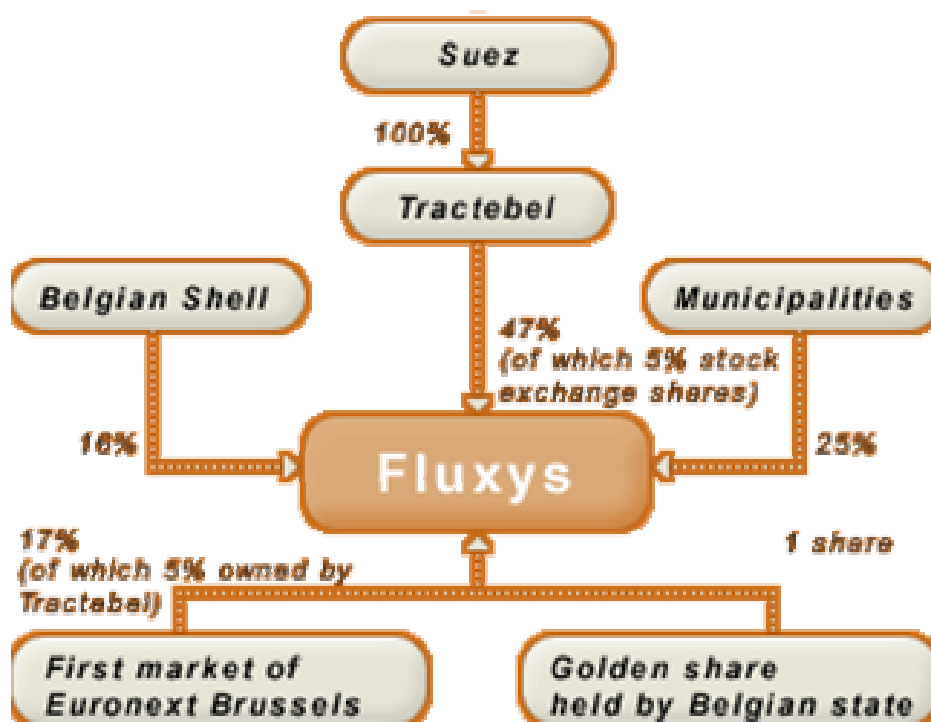
Filiales consolidées de Fluxys  
(depuis le 01-12-2001)



- Filiales consolidées
- Filiales non consolidées



Note méthodologique : Nous avons considéré sur notre période d'étude d'abord les chiffres de distrigaz puis de fluxys.



## • ACTIVITE ELECTRIQUE

L'électricité est le premier métier de Suez en terme de CA SUEZ étant l'opérateur historique en Belgique avec ELECTRABEL.

## STRATEGIE

---

La société de négoce Distrigaz garde un objectif commercial inchangé soit conserver sa part de marché de 5% au moins sur le marché d'Europe occidentale malgré la forte progression de la demande et de la concurrence. Distrigaz veut garder sa structure d'achat de gaz naturel achat à CT et LT et se positionne sur le projet d'unité de compression à Zeebrugge afin à terme d'alimenter le RU devenu alors structurellement importateur.

De plus Distrigaz a anticipé le mouvement de convergence électricité/gaz et notamment le fait que presque toute la nouvelle capacité destinée à la production électrique fonctionne au gaz. Ainsi, il s'est positionné en tant qu'entité aux compétences fortes dans le domaine des achats de gaz naturel susceptible d'alimenter toutes les activités énergétiques européennes de Tractebel. La collaboration entre les deux groupes pouvant mener à des pénétrations de marché par une offre «multi énergie». Mais Distrigaz peut également faire appel à *Tractebel industrial Solutions* créée en 2001, pour coordonner les offres multiservices intégrées.

SUEZ cherche à capter la clientèle industrielle il axe son offre (multiservices) vers elle en priorité. Au sein de chaque pôle cette volonté s'est traduite par la mise en place de structures dédiées au service de ces clients industriels : *Tractebel industrial solutions, Water industrial solutions, Sira one...* Une structure spécifique *Suez Industrial Solution* est même chargée de coordonner les projets multiservices. SUEZ est très bien placé parmi tous les acteurs qui adoptent cette stratégie multiservice car c'est un savoir faire ancien pour ce groupe qui détient des positions solides dans chacun des trois métiers clé. Dans le Gaz Naturel SUEZ développe essentiellement ses activités dans le *Mid Stream* (trading, convergence gaz/électricité, développement des capacités de transport de GNL).

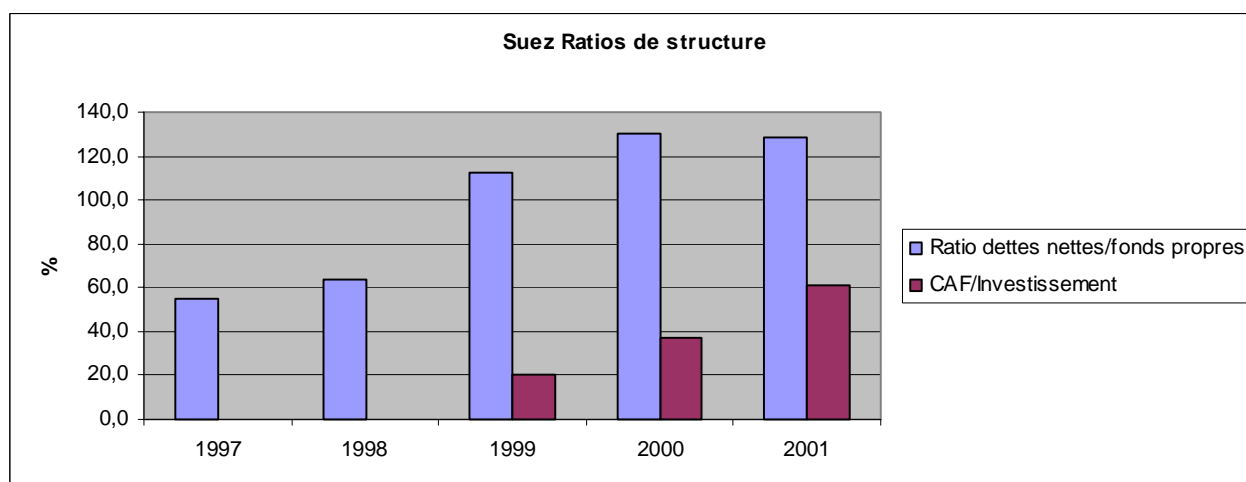
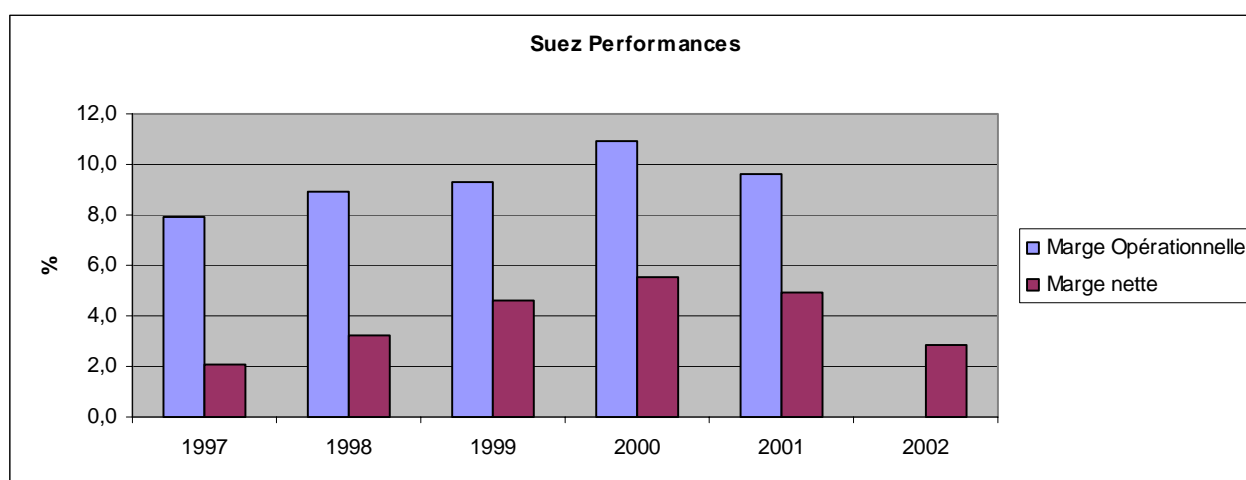
Début 2003, le groupe met en place un plan d'action 2003-2004 intitulé « recentrage, désendettement, rentabilité accrue ». Entre 1997 et 2001 le groupe a assis de fortes positions dans les domaines de l'énergie et de l'environnement.

Les principaux axes de ce plan d'action sont les suivants :

- Une réduction de la dette de 1/3, appuyée par des cessions,
- Une politique intensifiée de réduction des coûts (portera sur 500 millions d'euros dès 2003),
- L'autofinancement intégral par chacune des quatre branches d'activité de tous ses investissements dès 2004 (avant cession des actifs ce qui conduira à ralentir le rythme des investissements de 8 à 4 milliards d'euros par an en moyenne),
- Une organisation simplifiée et intégrée,
- Réduction de l'exposition du groupe aux pays émergents par un recentrage (en terme de capitaux employés),

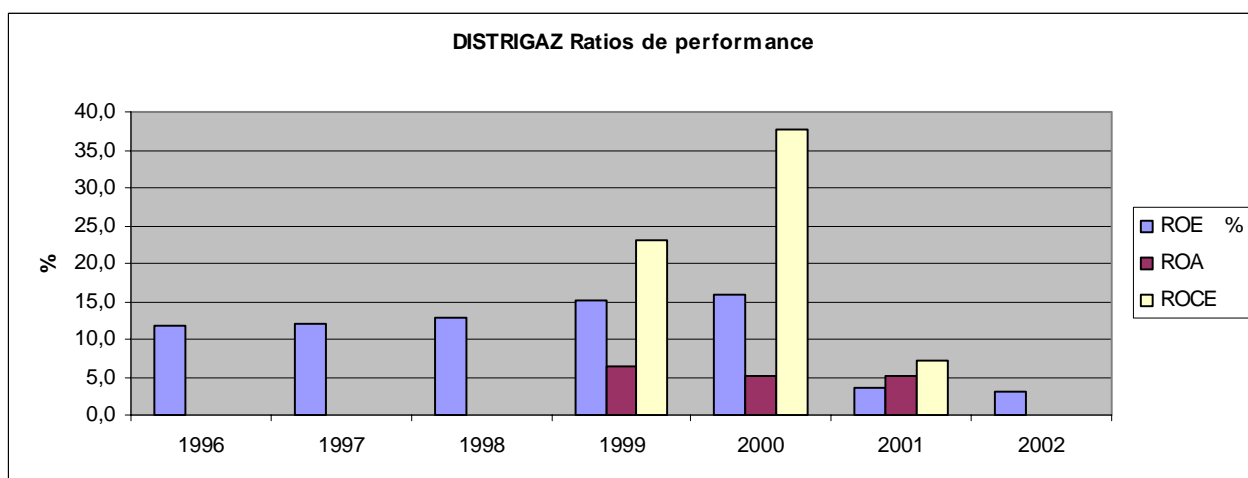
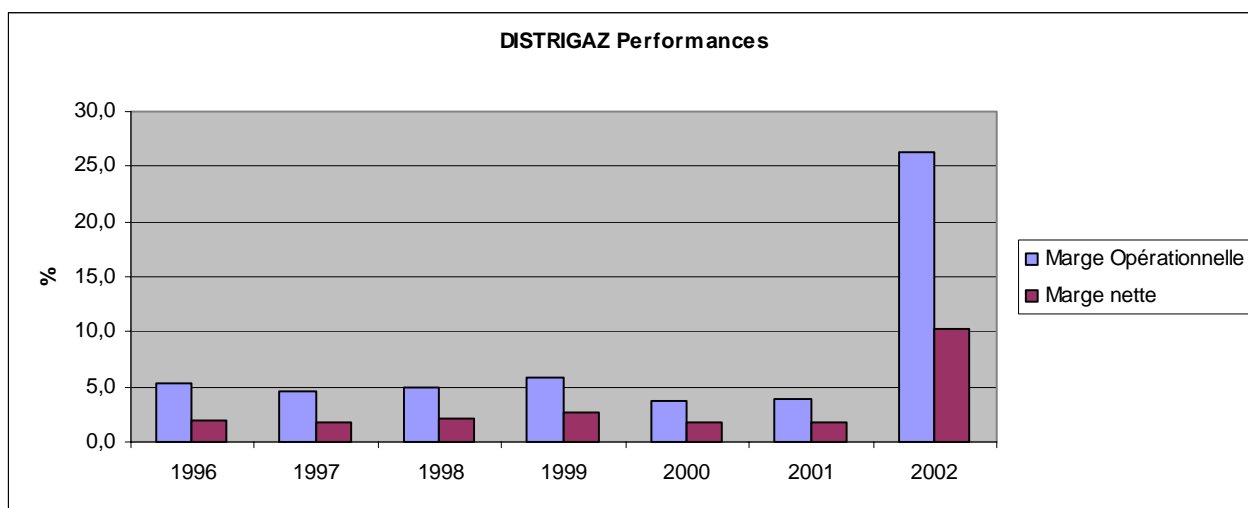
- Une concentration sur les activités les plus rentables et les plus pérennes au sein des métiers mondiaux,

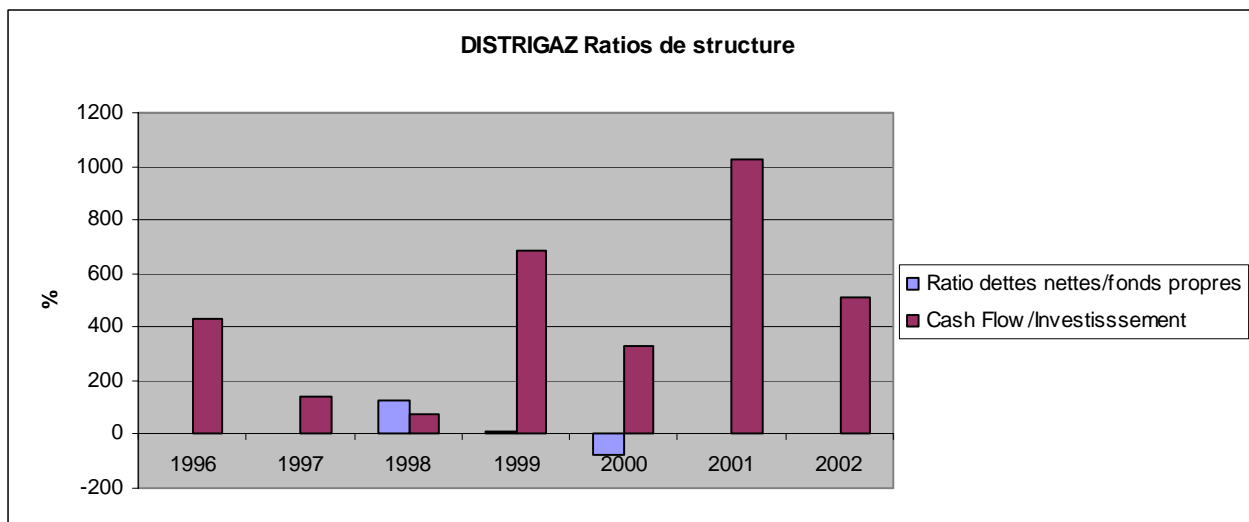
## CHIFFRES CLES



<b>SUEZ FINANCE</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
Prix du titre	nd	175	159	190	168
résultat par action	0,98	1,48	1,89	2,01	2,12
dividendes	0,46	0,54	0,6	0,66	0,71
nombre d'actions	62122310	678238635	768087666	956687090	985089012
<b>PER</b>	nd	118,243	84,127	94,527	79,245

## DISTRIGAZ





<b>Distrigaz FINANCE (en euros)</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
capitalisation boursière	446876496	460929216	884618724	1001256300	906400440	552974532
Prix du titre (cours fermeture)	636	656	1259	1425	1290	787
résultat par action	42,54	43,96	47,45	59,2	68,11	56,41
dividendes brut	31,23	32,72	34,41	36,19	38,18	40
nombre d'actions	702636	702636	702636	702636	702636	702636
<b>PER</b>	<b>14,95 €</b>	<b>14,92 €</b>	<b>26,53 €</b>	<b>24,07 €</b>	<b>18,94 €</b>	<b>13,95 €</b>

## REPSOL YPF

### HISTOIRE

---

---

En 1991, la réorganisation du marché espagnol du gaz entraîne la création de GAS NATURAL SDG qui est le fruit de la fusion entre la compagnie catalane de gaz, gas madrid et les avoirs de REPSOL, son réseau de distribution de gaz. Cette nouvelle compagnie acquerra plus tard ENAGAS.

GAS NATURAL a fait l'acquisition progressive de compagnies de distribution espagnoles et d'ENAGAS (transport) devenant ainsi le gazier espagnol. GAS NATURAL est l'acteur historique du marché gazier espagnol.

En janvier 2001, suite à un accord conclu avec le second actionnaire de GAS NATURAL à savoir la Caixa, REPSOL-YPF prend le contrôle stratégique du gazier en prenant la majorité au conseil d'administration.

NB : 25% des contrats conclus entre le gazier et l'Algérie sont mis aux enchères dès le second semestre 2001.

REPSOL est une compagnie pétrolière internationale engagée dans l'exploration, le développement et la production de pétrole et de gaz naturel, le transport de produits pétroliers GNL et gaz naturel, le raffinage, la pétrochimie, la commercialisation de ces différents produits également. En 1999 l'acquisition de la compagnie argentine YPF a donné une dimension internationale au groupe. REPSOL YPF est devenu la firme espagnole la plus importante en terme de revenus et la compagnie privée qui dispose des avoirs les plus importants en Amérique

latine et c'est l'un des 10 premiers pétroliers mondiaux. Le groupe est présent dans 28 pays dont essentiellement en Espagne et en Argentine.

La structure s'organise autour de trois axes principaux d'activité avec :

- l'amont (exploration production)
- l'aval (raffinage et commercialisation)
- Gaz et électricité (GAS NATURAL SDG et *Mid stream*)

La division gaz/électricité comprend les importations, le stockage, la transmission et la distribution de gaz naturel en Espagne et Amérique Latine et inclut la participation aux projets de production électrique en utilisant le gaz naturel produit dans ces régions géographiques. La division gaz/électricité s'est développée selon une stratégie d'intégration à travers GAS NATURAL SDG et midstream. GAS NATURAL comprend la distribution et la commercialisation du gaz et de l'électricité ainsi que la production d'électricité sur les marchés de détail. Ce qui renforce la stratégie de GAS NATURAL SDG de « multi-utility ». le groupe veut consolider cette position « multi-utility ».

## **ACTIONNARIAT**

---

---

Repsol YPF (47%) et la Caixa (27%) demeurent les actionnaires de référence du groupe Gas Natural. Or la Caixa est aussi actionnaire de REPSOL à hauteur de 10.9% ce qui amène sa participation totale dans GAS NATURAL (directe plus indirecte) à 31.7 %.

## ACTIVITE

---

---

### • ACTIVITE GAZIERE

Gas natural, acteur historique du marché espagnol dessert quelques 3.6 millions de clients en Espagne et ses ventes de gaz s'élèvent à 140 TWH. Sa zone d'expansion privilégiée est l'Amérique du Sud (54TWH premier gazier européen sur la zone) par contre sa présence en Europe n'est pas significative. Entre 2000 et 2001, le groupe a souffert de la libéralisation et a perdu des parts de marché dans la commercialisation de gaz sur le marché domestique sa part est passée de 92% à 85% sur cette période au profit des nouveaux opérateurs.

### • ACTIVITE ELECTRIQUE

A deux reprises 1999-2000, REPSOL-GAS NATURAL ont tenté en vain d'acquérir IBERDROLA qui est alors le second électricien Espagnol. Suite à ces échecs GAS NATURAL va développer ses propres projets notamment dans le cycle combiné en Espagne.

Toute l'activité électrique de REPSOL YPF sera regroupée dans GAS NATURAL c'est pourquoi les deux projets du groupe (Bilbao et Cartagène) ont été cédés à GAS NATURAL.

La filiale de commercialisation d'électricité de GAS NATURAL est devenu en 2001 le cinquième opérateur sur le marché espagnol concernant la commercialisation. Sa part de marché est de 1%.

## STRATEGIE

---

---

### • PARTENARIATS

- Alliance avec ENEL pour renforcer leur pouvoir de négociation concernant leur approvisionnement en gaz naturel (GNL)



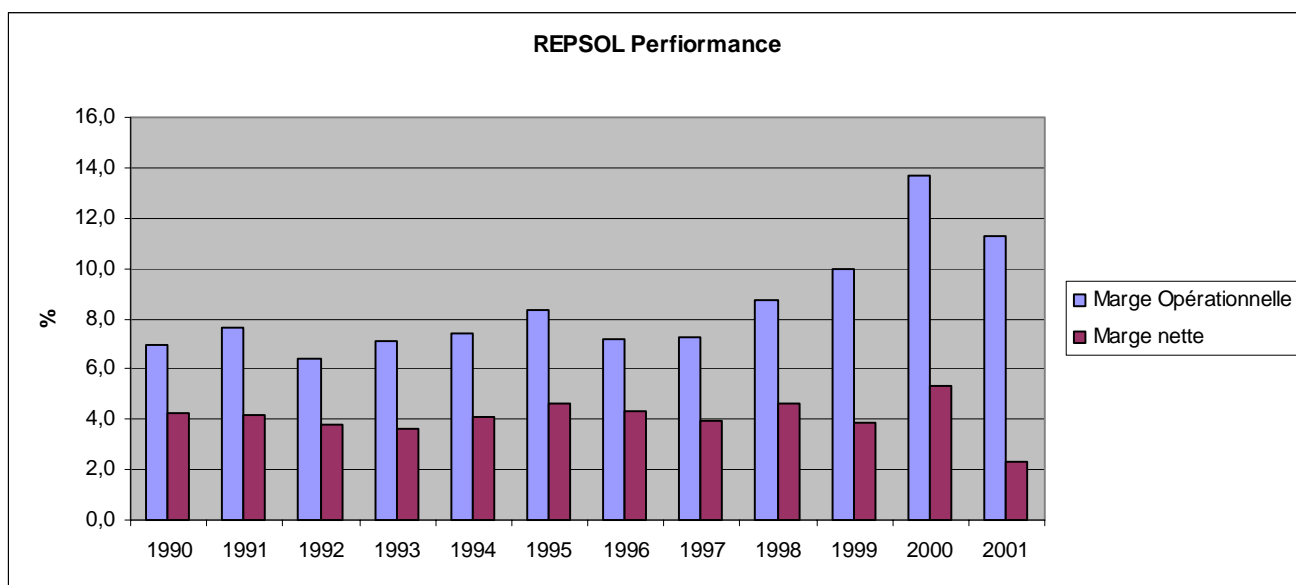
- ENDESA (joint venture pour la construction de deux cycles combinés (San Roque et Sant Adria de Besos)

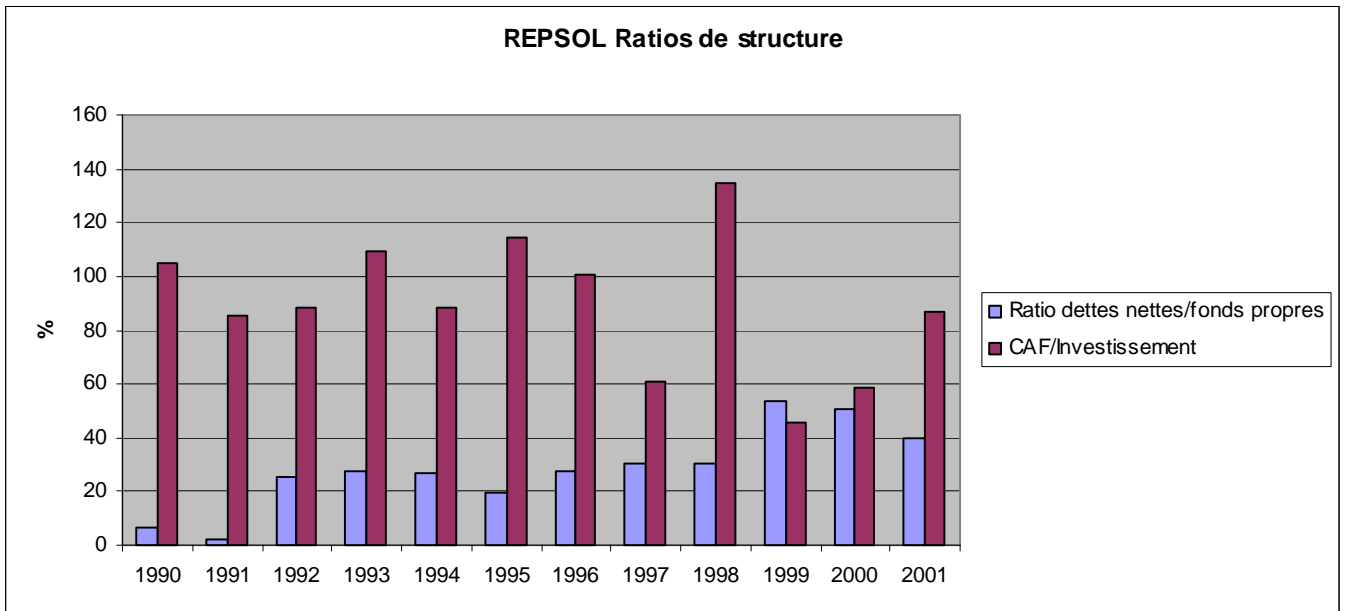
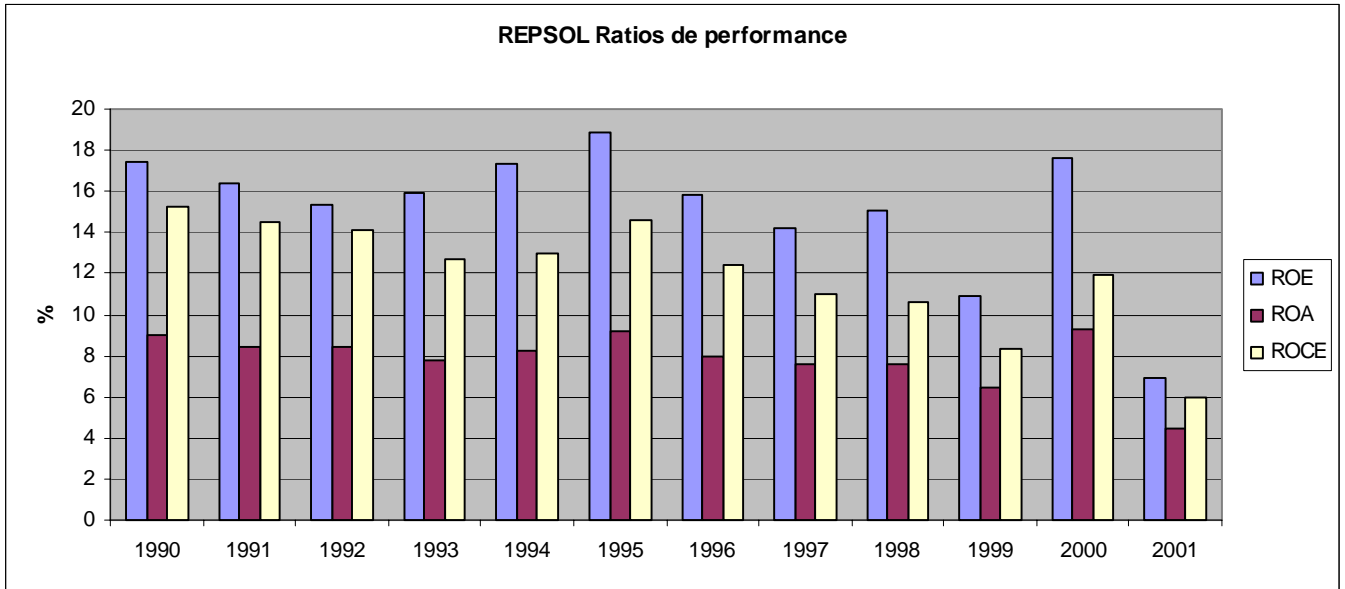
## • STRATEGIE

- Prendre une part importante sur le marché espagnol de l'électricité GAS NATURAL est le groupe qui a le plus grand nombre de cycles combinés en construction. 25% des investissements prévus par GAS NATURAL d'ici 2005 sont axés sur le développement de l'électricité le groupe visant une part de marché de 10-15%.
- Protection de ses développements sur le marché électrique opposition forte notamment à la fusion ENDESA IBERDROLA qui a fait suite à son échec.
- Dans le secteur gazier la stratégie est la même, maintien du volume des ventes, développement sur le marché des particuliers en Espagne et à l'international avec toujours l'Amérique Latine en priorité.

## CHIFFRES CLES

---





<b>REPSOL FINANCE</b> <b>euro/action</b>	<b>1990</b>	<b>1991</b>	<b>1992</b>	<b>1993</b>	<b>1994</b>	<b>1995</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
Capitalisation boursière (millions d'euros)	nd	nd	4985	8024	6437	7167	8979	11720	13649	27348	20779	19997
Prix du titre (marché continu)	nd	nd	5,54	8,92	7,15	7,96	9,98	13,02	15,17	23,02	17,02	16,38
Résultat par action	nd	nd	1,44	1,60	1,94	2,36	2,39	2,53	0,97	0,85	1,99	0,84
Dividendes	nd	nd	0,21	0,23	0,28	0,34	0,36	0,4	0,44	0,42	0,5	0,21
Nombre d'actions (millions)	nd	nd	300	300	300	300	300	300	900	1188	1221	1221
<b>PER</b>	<b>nd</b>	<b>nd</b>	<b>11,5</b>	<b>16,7</b>	<b>11,1</b>	<b>10,1</b>	<b>12,6</b>	<b>15,5</b>	<b>15,6</b>	<b>23,7</b>	<b>8,4</b>	<b>10,1</b>

## LES GAZIERS

---

## GAZ DE FRANCE

Gaz de France a le statut d'EPIC. Les discussions se font nombreuses sur l'ouverture du capital de l'opérateur historique français.

### ACTIVITE

---

---

L'activité gazière du groupe s'organise autour des métiers suivants :

#### • EXPLORATION PRODUCTION

On note au niveau de l'activité d'exploration/production un développement significatif des actifs. Celui-ci est notamment marqué par de nouveaux investissements réalisés dans l'amont gazier méditerranéen, un renforcement des ressources en mer du Nord Néerlandaise et Britannique et la création d'une filiale de production en Norvège. Les réserves propres en Gaz Naturel en sont d'autant augmentées (12.7 milliards de m<sup>3</sup> en 1998), Gaz de France maîtrise désormais 51 milliards de m<sup>3</sup>, soit une augmentation de plus de 80% entre 2000 et 2001.

#### • NEGOCE

La stratégie de Gaz de France témoigne d'une diversification des sources d'approvisionnement et d'une progression des ventes en Europe sur le marché des grands industriels. Les approvisionnements de long terme en 2001 se font donc pour la plus grande part auprès de la Norvège pour 31%, de l'Algérie et de la Russie pour 26% chacune, des Pays Bas pour 13% et enfin du RU pour 3%. Mais le groupe a un nouveau fournisseur de long terme du fait des accords noués en Egypte. L'activité Négoce est également marquée par la naissance de Gaselys la filiale *trading* du groupe et la création de la marque Gaz de France Energy qui porte européenne du groupe aux grands industriels. Les ventes progressent d'ailleurs fortement de 11.5 milliards de m<sup>3</sup> en 2000 à 12.7 en 2001 soit 11% de croissance sur un an.

## **• TRANSPORT**

Gaz de France poursuit le développement de ses infrastructures en France. Le groupe s'est livré à l'adaptation des conditions d'accès des tiers aux réseaux et s'attache au développement international. On peut noter les acquisitions faites au Mexique qui fait de Gaz de France le premier opérateur étranger de transport dans ce pays. La compétence du groupe en la matière est alors une garantie de succès.

## **• DISTRIBUTION**

Les performances du groupe sont bonnes, tant au plan national (+240000 clients, + 510 communes) qu'international. En effet, Les ventes progressent fortement sur les marchés Allemand (2.3 milliards de m<sup>3</sup>) ; Hongrois (1.9 Milliards de m<sup>3</sup>) et au Mexique (300 millions de m<sup>3</sup>).

## **• SERVICES**

Cofathec se développe en France et en Europe. Leader en Italie Cofathec accroît de 50% son activité (Policarbo, Zanzi). Le développement est également dynamique au RU. En France, le groupe opère par croissance externe (Ateliers de Fos, Cottier, Techniterm).

## **STRATEGIE**

---

---

- Le groupe consolide ses positions dans ses 5 métiers.

- Il est présent : en Uruguay (Gaseba , distribution), en Argentine (Gas Nea, Gaseba, distribution), au Mexique (distribution, Négoce, transport) au Canada (distribution avec Gas métropolitain et Transport Intragas), au Portugal (distribution), en Espagne (Négoce), au Royaume Uni (Exploration production, Négoce et services), en Norvège (exploration production), aux Pays Bas (exploration production transport avec NGT), Allemagne (exploration production, distribution, transport) ; Russie (distribution négoce), Autriche (Estag distribution ; BOG transport), Slovaquie (transport), Hongrie (distribution), Italie (services), Côte d'Ivoire (exploration et production). Avec des investissements différents selon le pays.

- On note, au 1er janvier, 2003 que la CRE avançait un chiffre de 20 clients industriels ayant alors changé de fournisseur. Ceci représente 27 TWh ; 26% des industriels éligibles et 5.3% des ventes de gaz pour la France entière.

La France s’approvisionne auprès de la Norvège (28%), de l’Algérie et de la Russie (24% les deux) les Pays Bas (12%) enfin 4% pour l’approvisionnement en France, et sur le marché spot. Le marché français a la structure suivante : pour une consommation globale de 43 Gm<sup>3</sup> 43% Industrie, 36% résidentiels, 17% tertiaire.

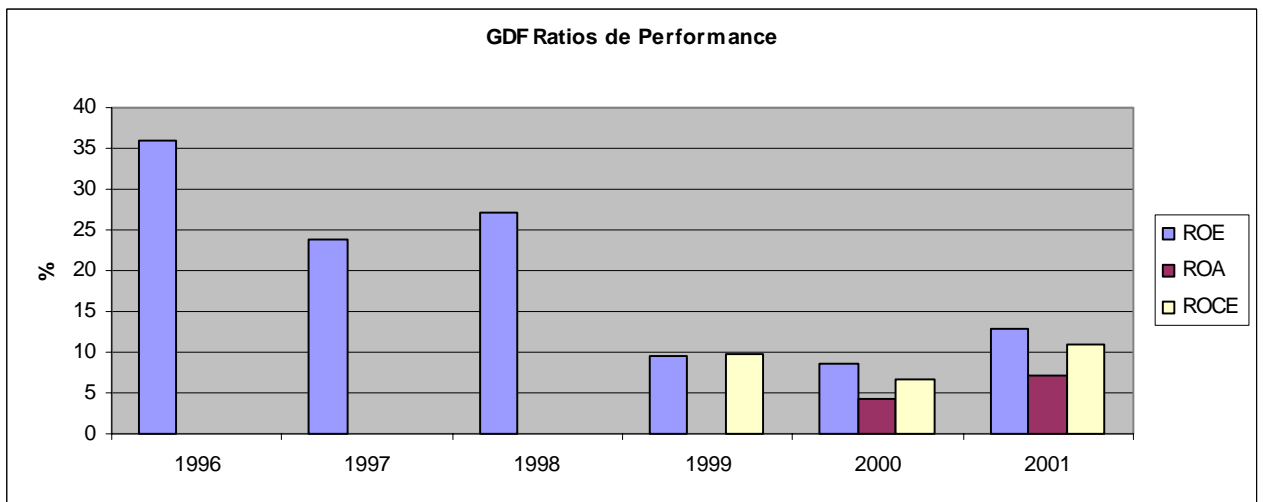
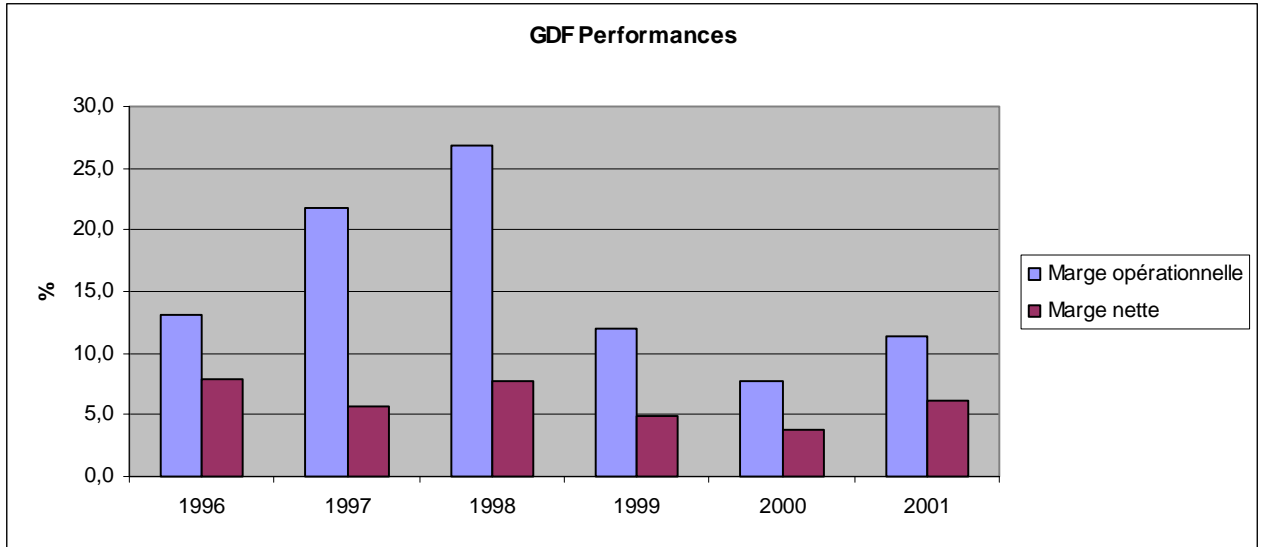
En 2001, Gaz de France c’est un volume de ventes de gaz de 51.7 milliards de m<sup>3</sup> pour un nombre total de clients supérieur à 12 millions dont 242 000 nouveaux clients en France. Gaz de France dessert 75% de la population française soit plus de 8000 communes dont 510 nouvelles. En cogénération la capacité actuelle du groupe est de 4625 MW. Gaz de France en tant qu’opérateur historique sur le marché français gère un réseau de transport de 30451 km et un réseau de distribution de 158200 km. Le groupe dispose également de 14 sites de stockage souterrains qui représentent un volume utile de 9.4 milliards de m<sup>3</sup>.

<b>GAZ DE FRANCE (MEURO)</b>	<b>2001</b>	<b>%</b>
CA	14357	100
E&P	351	2.4
Negoce_transport distribution	13081	91
Services	1016	7

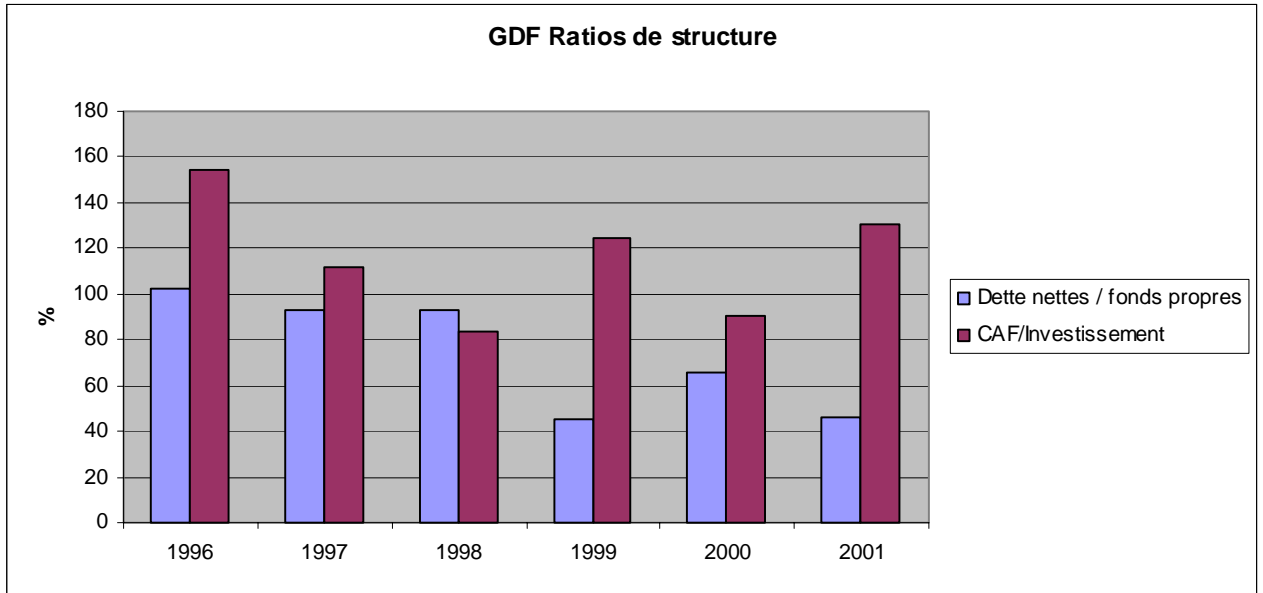
## CHIFFRES CLES

---

---







# RUHRGAS

## HISTOIRE

---

---

L'entreprise est créée en 1922 alors spécialisée dans les activités sidérurgiques elle se lancera progressivement dans le gaz naturel après avoir exploité le gaz issu du charbon. C'est ainsi que l'entreprise se développe en Allemagne par la production de gaz sur le marché domestique et les importations. Les années 60 marquent le développement du réseau géré par Ruhrgas alors que pendant les années 70 et 80 le groupe se concentre sur l'acquisition de sociétés de distribution régionales, appelées « Stadtwerke ».

Les années 90 témoignent d'une continuité dans ces axes de développement, mais les besoins en gaz de Ruhrgas s'étendent. Dès 1991, les achats de gaz du groupe sont augmentés. Des accords de coopération lient Ruhrgas aux compagnies nationales de Slovaquie, République Tchèque, Pologne et de Hongrie. Le souci d'approvisionnement explique également les liens anciens entre Ruhrgas et Gazprom (leurs accords d'approvisionnement sont étendus jusqu'en 2030 Gazprom devant couvrir 1/3 des besoins de Ruhrgas). Les deux entreprises coopèrent quant au transit du gaz Russe qui passe donc par l'Allemagne. Ruhrgas a, de plus, en plusieurs mouvements pris des participations au capital de Gazprom (1998-1999) mais les prises de participation du groupe touchent aussi des champs gaziers (1992 UKNS Elgin/Franklin en Mer du Nord Britannique).

Ruhrgas recourt également au gaz norvégien (accord de long terme contracté en 1996) et depuis plus de temps auprès de Gasunie. Avec l'interconnector (dont il augmente sa participation en 1999 à 10%) il diversifia ses sources d'approvisionnement auprès notamment de BP. En 1995 la réorganisation de la société suit ses axes : d'un côté une holding est chargée des participations dans les distributeurs (*utilities*, Société de distribution municipale de Brême, deux holding en Hongrie participations prises en 1995) possédés par le groupe, une autre concentre les filiales

industrielles. La fin des années 1990 est donc marquée par la multiplication des prises de participation dans des entreprises de service public en Allemagne notamment. Le début des années 2000 est, quant à lui, marqué par la difficile fusion de E. ON et de Ruhrgas et ses multiples rebondissements.

## **ACTIONNARIAT**

---

---

Dans les grandes lignes Ruhrgas était possédé par Bergemann GmbH pour 60% (qui incluait déjà la participation obtenue par E.ON auprès de BP) ; BEB pour 25% et Shubert KG pour 15%. Jusque là donc les pétro-gaziers manifestaient un fort intérêt pour la production gazière et avant la fusion avec E.ON, Shell et Mobil avaient respectivement des participations dans Ruhrgas de 17.20% et 24.60%. Aujourd'hui 100% du capital détenu par EON.

## **ACTIVITE**

---

---

### **• ACTIVITE GAZIERE**

L'énergie, et donc le gaz, représente l'activité du Ruhrgas Group qui est également très localisé géographiquement puisque l'activité de Ruhrgas est quasi exclusivement, en 2000, centrée sur l'Allemagne.

L'activité principale de Ruhrgas est le transport, mais Ruhrgas fournit également du gaz (clients industriels, distributeurs régionaux). RUHRGAS AG appartient au groupe Ruhrgas dont il représente 87% des ventes environ. Ruhrgas AG s'occupe de l'import et de l'achat du gaz, le commerce de gros, le transport et le stockage. RGE est au contraire la filiale qui gère les investissements dans des distributeurs régionaux. 1/3 Des profits proviennent de la participation de Ruhrgas dans des sociétés gazières partiellement intégrées. Le groupe comprend également RUHRGAS INDUSTRIES société ingénierie

## STRATEGIE

---

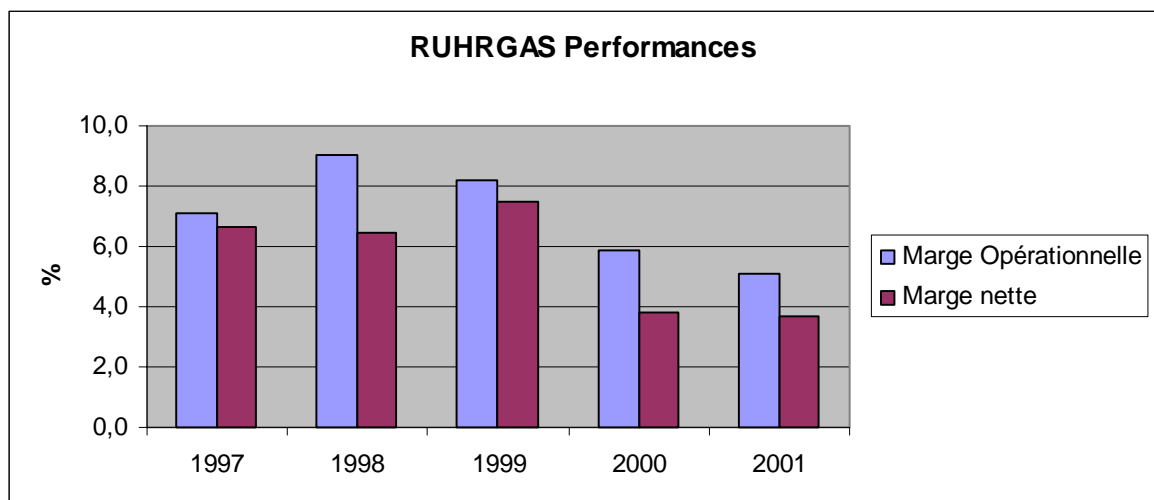
---

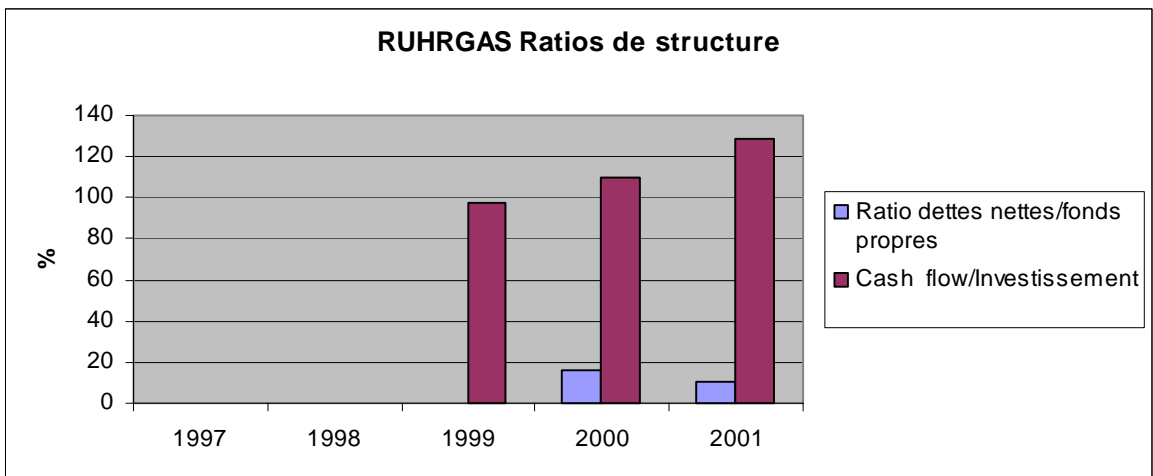
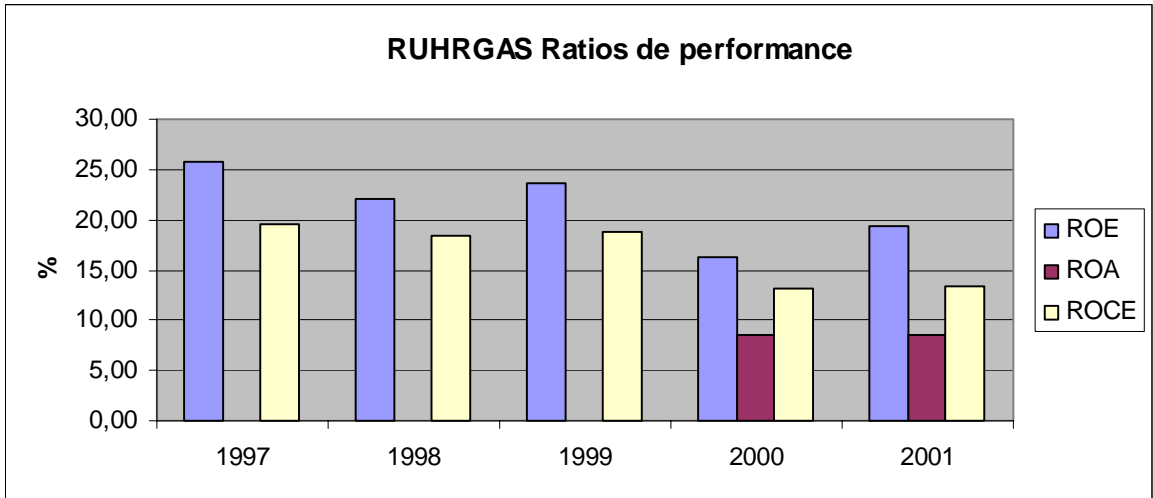
La clientèle de Ruhrgas est géographiquement regroupée. Ruhrgas a des clients en : Allemagne, Suisse, Royaume Unis, Autriche, Pologne, République Tchèque et Hongrie. Il y a une extension de sa zone d'activité vers l'Est. Ruhrgas semble vouloir augmenter ses capacités à l'export et s'implique donc dans l'amont de la chaîne gazière. Les achats de « *stadtwerke* » ont pu apparaître comme une tentative de ralentissement des progrès de la libéralisation en gênant les changements de fournisseurs. La fusion avec EON ne laisse plus place à ces développements, le temps d'observer les nouveaux axes stratégiques du nouveau groupe.

## CHIFFRES CLES

---

---





# GASUNIE

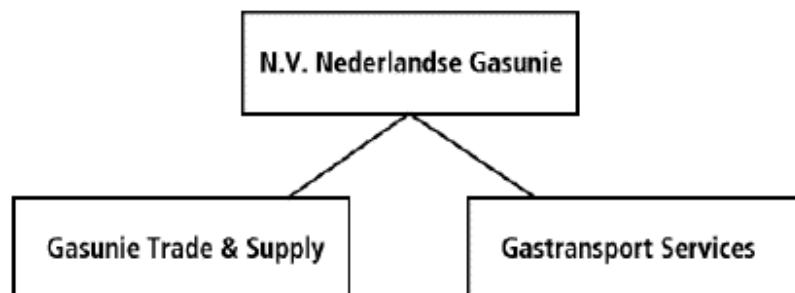
## HISTOIRE

---

---

En 1963 la société N.V. Nederlandse Gasunie est créée par absorption des activités de la compagnie d'Etat. Elle doit assurer le transport et le marché de gros du gaz aux Pays-Bas. Elle achète transporte et vend l'ensemble du gaz produit aux pays bas et dispose donc pour cela de l'infrastructure de transport nécessaire, soit couvrant l'ensemble du territoire.

1 janvier 2002, l'avancée de la dérèglementation des marchés gaziers se fait sentir aux Pays –Bas et l'opérateur historique N.V. NEDERLANDSE GA (qui transporte le gaz et le vend soit au néerlandais soit aux demandeurs extérieurs historiquement. La compagnie est également en charge de la gestion du réseau donc de son extension par exemple) est scindé en deux entités organisationnelles selon les métiers : d'une côté le « *trading* » dont la vente (GASUNIE Trade & Supply) de l'autre les activités de transport (GAS transport Services) ceci est illustré dans le schéma ci-dessous.



*Source : site opérateur*

## **ACTIONNARIAT**

---

---

Le gouvernement Néerlandais détient 50% de Gasunie dans lequel des pétrogaziers ont historiquement pris des participations Exxon Mobil et Shell notamment ont possédé 25% chacun du capital de l'opérateur.

## **ACTIVITE**

---

---

### **• ACTIVITE GAZIERE**

Gasunie est un trader de gaz, un transporteur avec comme activités principales : l'achat, la transmission et la vente de gaz. Gasunie exporte du gaz en Europe et est l'un des principaux fournisseurs en Europe. Son activité est donc relativement spécialisée mais la société développe également des compétences dans le conseil et l'ingénierie.

L'analyse des ventes du groupe démontre qu'il vend quasiment autant sur son marché domestique qu'en Europe, sa zone d'influence. Par contre Gasunie est centré sur l'activité gazière et n'intervient pas dans l'électricité ou les activités pétrolières.

La société n'est pas impliquée dans la production mais a accès à de larges réserves (historiquement gaz du Groningen). Elle a cependant développé sa compétence autour de son activité de fourniture et de transport et a de fortes compétences en matière de services gaziers. Gasunie peut notamment proposer la transmission, la flexibilité, le back up, la qualité, la conversion et le stockage qui lui permet de maintenir son niveau de flexibilité.

## STRATEGIE

---

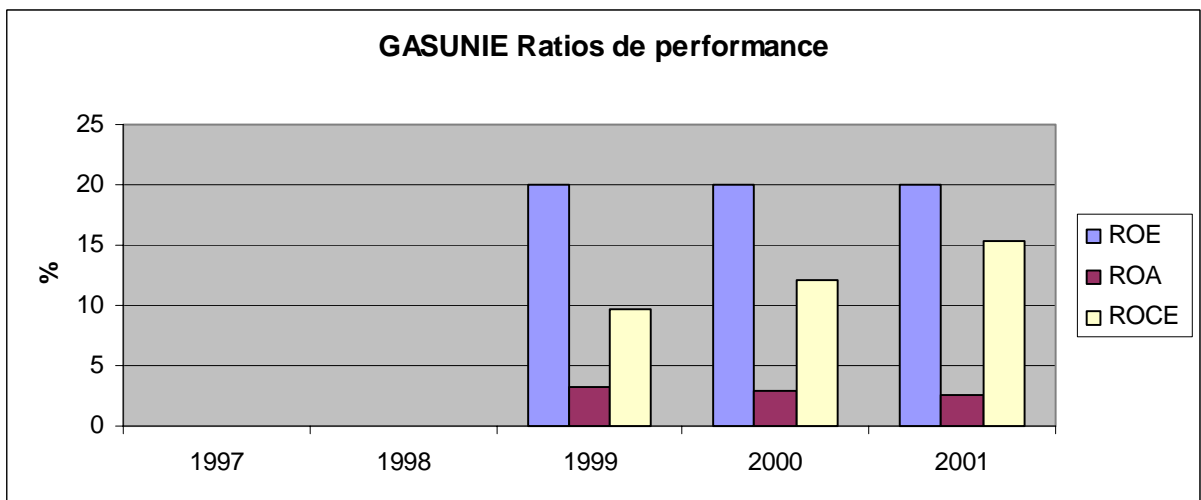
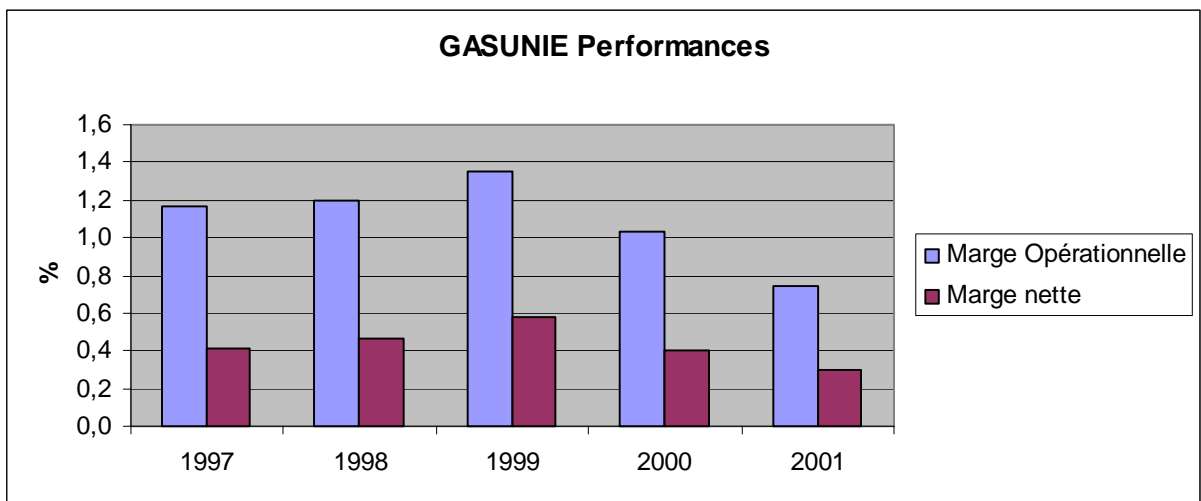
---

Gasunie veut être l'un des principaux fournisseurs de gaz en Europe et cherche donc à réduire les coûts au maximum pour se créer une marge ainsi qu'opérer des gains de productivité. Gasunie exporte son gaz en Italie, en Suisse, en Allemagne, en Belgique, en France et au RU. On peut observer quelques mouvements en direction de l'Europe de l'est, mais assez limités pour l'instant.

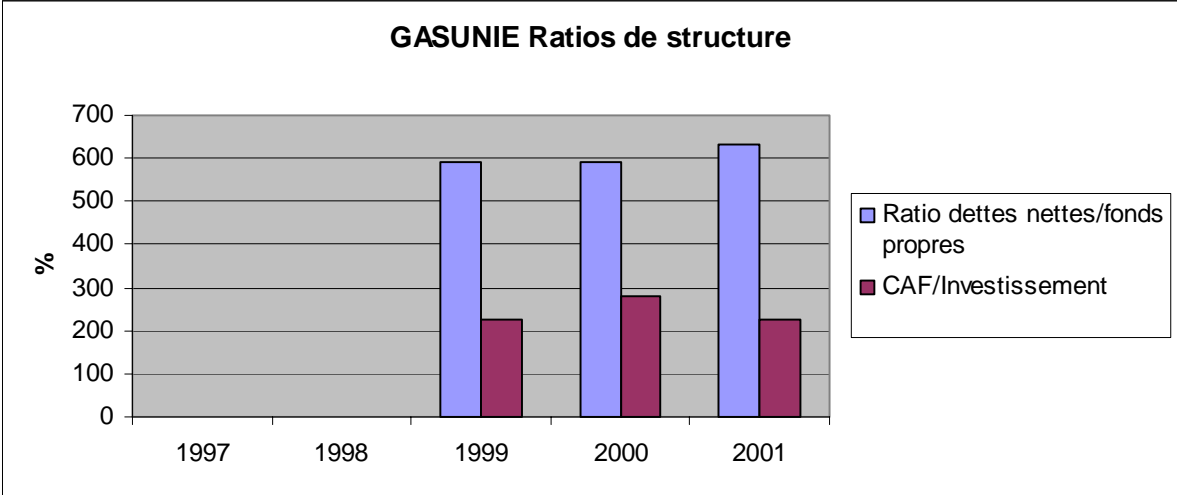
## CHIFFRES CLES

---

---







# GAS NATURAL

## HISTOIRE

---

---

Gas Natural était initialement limité à la société de gaz de Catalogne (créée en 1843 elle change de nom en 1992 pour Gas Natural Sdg SA). La société s'est ensuite étendue par acquisition, donc par croissance externe, acquérant des sociétés de distribution locales (1991 Gas Madrid SA, une partie de REPSOL Butano, plus des participations dans des sociétés de distribution de gaz).

Elle a également, en 1994, acquis ENAGAS (la société de transport). Elle s'est ainsi imposée comme société nationale pour le gaz intégrant l'approvisionnement en gaz, le transport et la distribution. Cependant l'histoire récente du groupe est troublée.

En janvier 2000, l'actionnaire majoritaire REPSOL YPF a pris le contrôle de Gas Natural qui devient alors filiale gazière de REPSOL, lui apportant 3.6 millions de clients en Espagne et autant à l'étranger. Également, en mai 2000, Gas Natural annonce son intention de vendre 65% du capital de sa filiale transport ENAGAS (repoussé au début 2002), la société en conserverait 20% et en céderait 15% aux deux actionnaires principaux. Respectivement cela donne donc 10% Repsol et 5% Caixa. En 2000, également et pour la seconde fois de son histoire, Repsol/Gas Natural envisage une fusion avec Iberdrola proposition qui n'aboutira pas mais qui est remise au goût du jour en mars 2003.

## ACTIONNARIAT

---

---

Au 01/2000	REPSOL	47%
	CAIXA	26.4%
	Divers	26.59%
Aujourd'hui	CAIXA	26.1%
	Repsol Group	24%
	Holdings de Infraestructuras y servicios Urbanos	5%
	Actionnaires (40 000)	44.9%

Ceci implique également que c'est REPSOL qui contrôle alors la stratégie industrielle de Gas Natural. En échange la Caixa va prendre 12.1% des actions de REPSOL ce qui lui donne une participation indirecte dans GAS NATURAL et en 2000 32.1% du capital du dit groupe (participation directe et indirecte confondues). La Caixa aurait prévu d'augmenter sa participation dans REPSOL s'assurant ainsi une codirection de Gas Natural avec le pétro-gazier.

## ACTIVITE

---

---

### • PERIMETRE DU GROUPE

Le groupe Gas Natural est structuré autour de Gas Natural SPG qui est le principal distributeur en Espagne et qui contrôle ENAGAS qui, lui, est le gestionnaire du réseau de transport. En 2002 65% d'ENAGAS sont proposés pour acquisition.

### **• ACTIVITE GAZIERE**

Gas natural est le « distributeur » national en Espagne c'est une société intégrée sur la filière gaz. Sa zone d'action est essentiellement nationale. Gas natural n'a pas de réelle présence ailleurs en Europe.

### **• ACTIVITE ELECTRIQUE**

Gas natural se lance dans la production électrique sur la base de centrales à cycle combiné d'ici 2005 elle disposera de 30% de la capacité dans ce domaine. Elle distribue et commercialise également cette production pour 1% du marché.

### **• DIVERS**

E-commerce et télécommunications.

## **STRATEGIE**

---

---

- Une fois intégré REPSOL/GN cherche à croître sur l'ensemble de la chaîne gazière, le GNL et l'électricité.

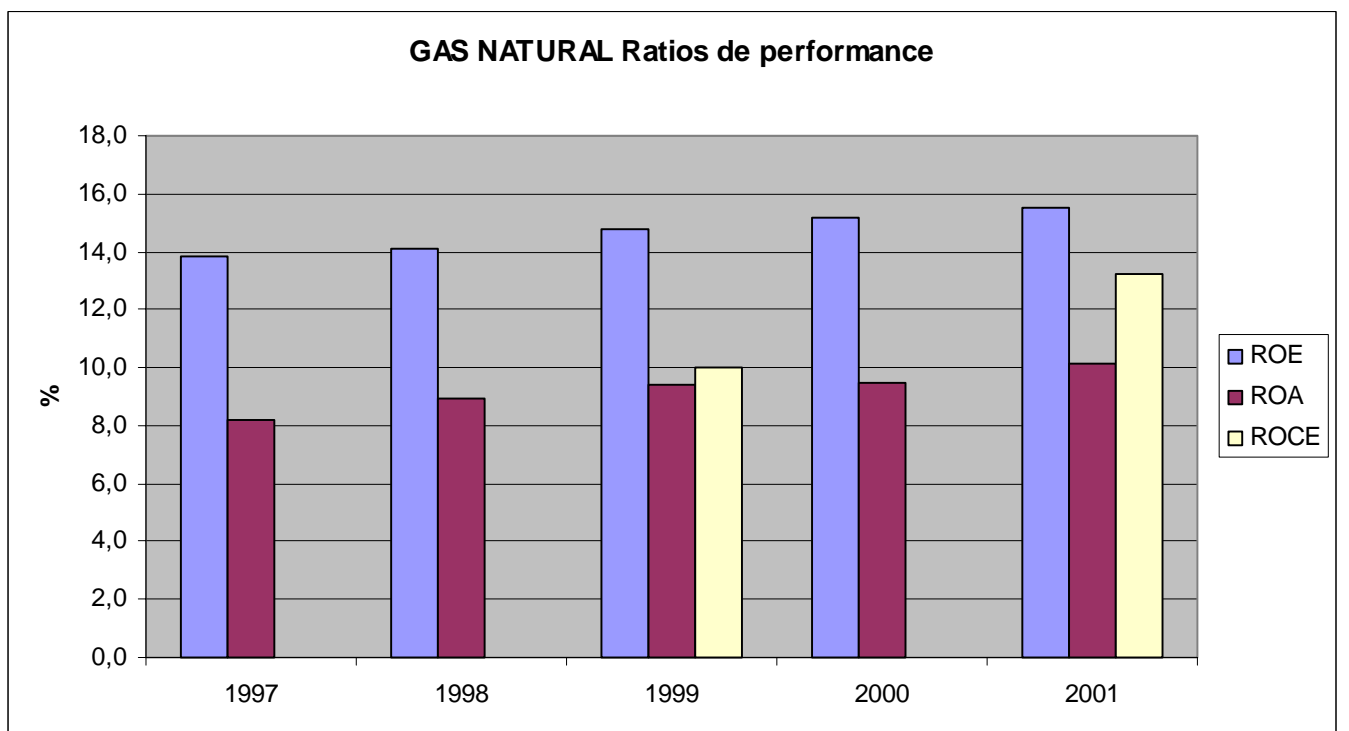
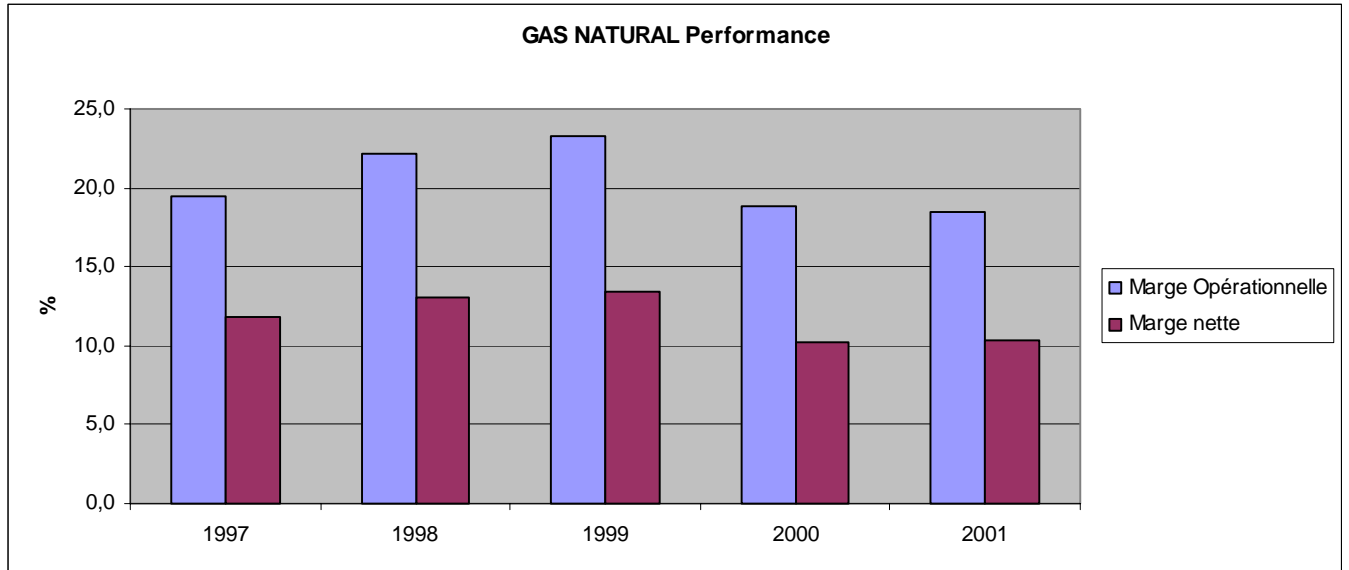
- Géographiquement la zone d'influence concerne essentiellement le bassin méditerranéen et l'Amérique du Sud (Argentine, Colombie, Mexique, Brésil), où il est présent dans la distribution de gaz (au total en Amérique latine près de 3.5 millions de clients, 54TWh de ventes de gaz et quelques 42 000 km de gazoducs).

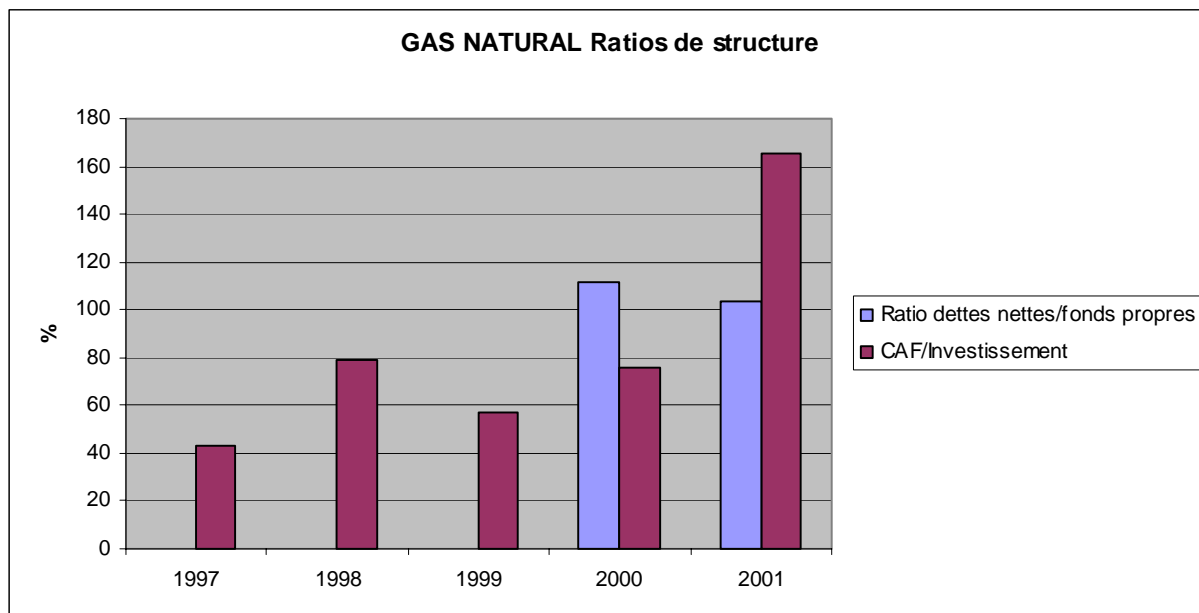
- Sur le marché domestique Gas Natural cherche à développer les services aux clients industriels et commerciaux notamment les offres multi-énergies et multi-services. En effet, Gas Natural est également active dans le secteur électrique malgré l'échec de l'achat d'Iberdrola. Elle vise 15 % du marché et pour cela achète ses propres actifs de production. Comme imposé par le régulateur Gas Natural procèdera cependant à la revente de 65% d'Enagas (de ces gazoducs de manière à financer ces investissements).

## CHIFFRES CLES

---

---





<b>Gas Natural FINANCE</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
capitalisation boursière (millions)	7087,091	13856,315	10238,899	8685,38	8371,99
Prix du titre	15,83	30,95	22,87	19,4	18,7
résultat par action (euro/action)	0,68	0,78	0,95	1,11	1,27
dividendes (euro/action)	0,15	0,18	0,24	0,28	0,33
nombre d'actions	447,7	447,7	447,7	447,7	447,7
<b>PER</b>	<b>23,3</b>	<b>39,5</b>	<b>24</b>	<b>17,5</b>	<b>14,7</b>

## LES ELECTRICIENS

---

# ENDESA

## HISTOIRE

---

---

ENDESA est fondée en 1944 sous le nom *Empresa Naciona de Electricidad*. Dès 1988 le groupe est partiellement introduit en bourse la part de l'Etat diminuant d'autant. En 10 ans la privatisation est totalement opérée, mais l'Etat conserve une *golden share* et donc un droit de veto.

C'est en 1997 que l'entreprise change de nom pour arborer celui d'ENDESA SA. La croissance d'ENDESA commence en 1998 puisqu'elle absorbe alors ses filiales domestiques, en 2000 elle acquiert des actifs de production électrique et de distribution gazière et électrique en France et aux pays bas. En 2001 elle doit renoncer à la fusion prévue avec IBERDROLA.

## ACTIONNARIAT

---

---

La CAIXA et la CAJA de MADRID sont les actionnaires principaux d'ENDESA (5% et respectivement 4.9% des actions).

En raison de sa forte participation dans GAS NATURAL la CAIXA ne peut cependant pas avoir de représentants au conseil d'administration.

Jusqu'en 2002, le gouvernement disposait d'un pouvoir de veto sur les décisions stratégiques du groupe grâce à une *golden share*.



## **ACTIVITE**

---

---

### **• ACTIVITE GAZIERE**

ENDESA témoigne d'un attrait pour le gaz avec comme objectif de disposer d'un approvisionnement pour ses centrales à cycle combiné en plus de l'accroissement de sa base de clientèle (industriels et particuliers) en Espagne. Sa présence en Espagne se fait essentiellement dans le domaine avec GAS DE ARAGON.

On note également les acquisitions faites par la société en hollande notamment dans les sociétés de distribution (REMU).

Avec sa filiale ENDESA GAS est le second distributeur de gaz en Espagne (5% du marché des clients domestiques, 10% industriels) après Gas Natural.

### **• ACTIVITE ELECTRIQUE**

-\* ENDESA est historiquement une entreprise électrique. Elle est assez faiblement diversifiée. Plus de 92% de son CA provient de l'électricité.

- ENDESA est le premier producteur d'électricité privé espagnol à quasi égalité avec IBERDROLA et il représente 40% du marché de la production électrique.

- En 2002, ENDESA et GAS NATURAL ont mis en marche les premières centrales à cycle combiné d'Espagne (Adria de Besos et San Roque). Celle de Tarragona devant fonctionner en 2003.

### **• AUTRES**

Télécommunications.

## STRATEGIE

---

---

### • PARTENARIATS

- MEDGAZ (concurrence ici avec le gazoduc de SAGANE (Gas Natural))
- Création avec des groupes industriels espagnols (sidérurgie, métallurgie) d'un consortium de *trading* le CSG qui représente 6% de la consommation totale de gaz en Espagne.

### • STRATEGIE

- Suite à l'échec du projet de fusion avec IBERDROLA (qui devait donner ENDROLA, échec 2001) ENDESA a engagé un plan de cession d'actifs visant à financer son redéploiement industriel en Europe et dans le Monde. Les actifs à vendre sont regroupés dans le Holding VIESGO.

- Ce redéploiement s'est déjà traduit par des acquisitions : La SNET en France REMU et NRE aux Pays-Bas (distributeurs de gaz et d'électricité), Electrogen en Italie.

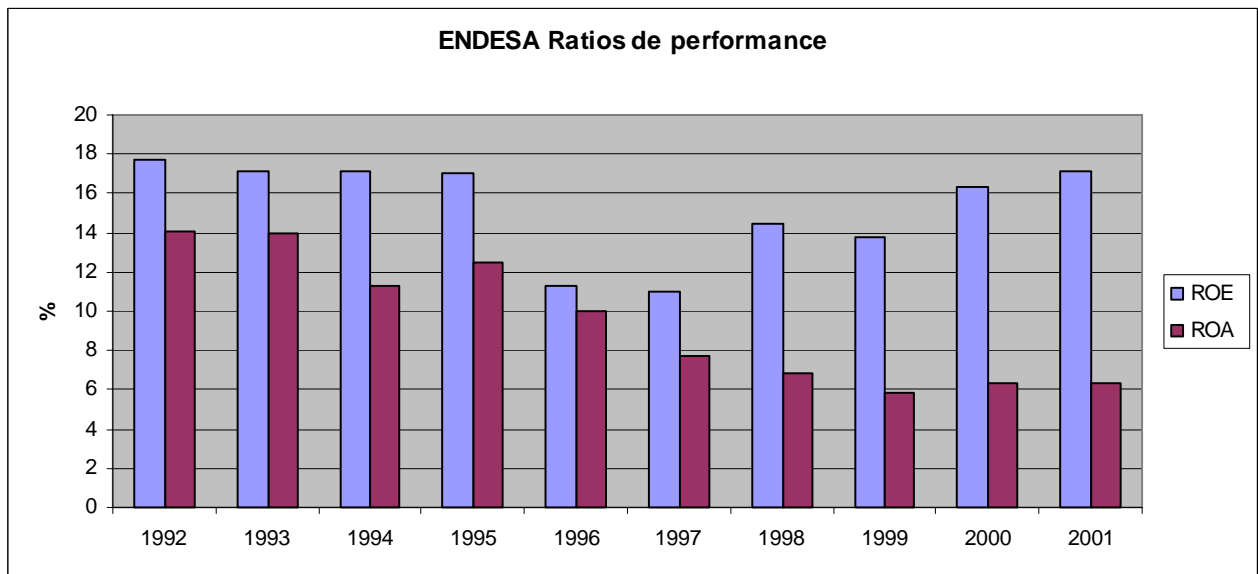
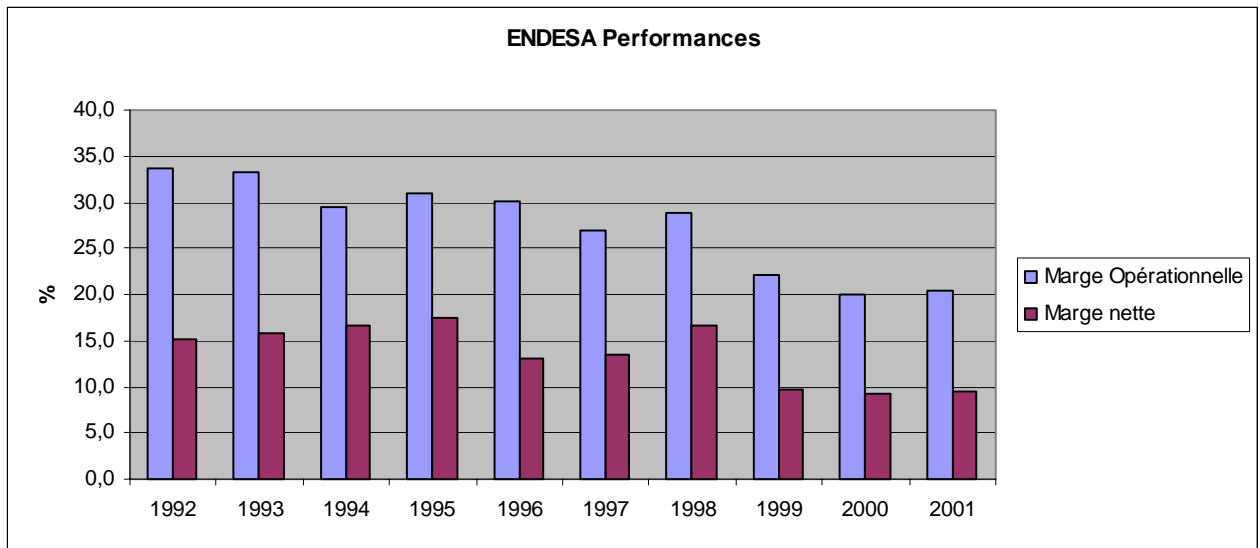
Ces cessions (à partir de 2001) sont obligatoires pour ENDESA car la part de marché d'un seul opérateur ne peut dépasser 40% sur mesure gouvernementale.

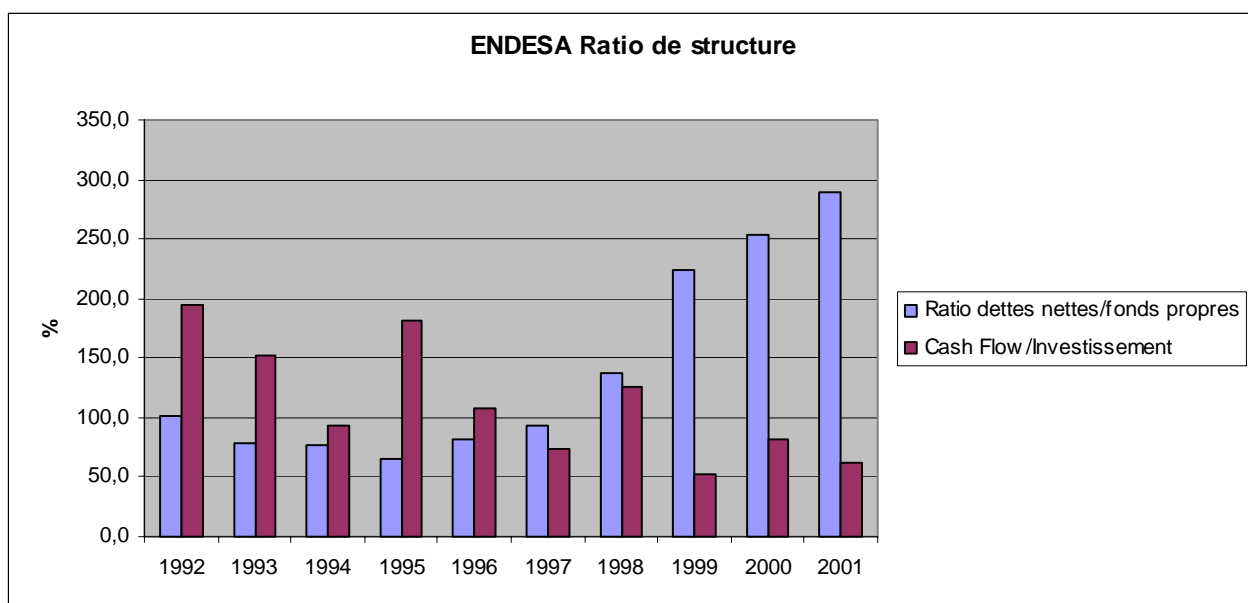
- ENDESA a comme objectif de devenir le second opérateur gazier en Espagne à l'horizon 2005 avec 15% du marché. Endesa détient 5% du marché domestique et 10% du marché des clients industriels. Néanmoins l'activité gazière du groupe reste marginale puisqu'elle ne représente que 1% du CA du groupe.

- Plan d'investissement de 20.5 millions d'euros d'ici 2005 financé par la vente d'actifs de production et de distribution espagnols.

- ENDESA revoit l'équilibre dans ses modes de production électrique.

# CHIFFRES CLES





<b>ENDESA FINANCE (en euros)</b>	<b>1992</b>	<b>1993</b>	<b>1994</b>	<b>1995</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
capitalisation boursière (millions d'euros)	5793,3	10626,1	8375,9	10735,5	14439	169,8	21576,8	20868	19216,4	18602,3
Prix du titre (cours fermeture)	5,56	10,21	8,05	10,32	13,88	16,26	22,6	19,71	18,15	17,57
résultat par action	0,61	0,68	0,77	0,87	0,95	0,96	1,1	1,21	1,33	1,4
dividende par action	0,2	0,21	0,24	0,28	0,42	0,46	0,53	0,59	0,65	0,68
nombre d'actions	1E+09	1E+09	1E+09	1E+09	1E+09	1E+09	9,5E+08	1,1E+09	1,1E+09	1,1E+09
<b>PER</b>	<b>9,06</b>	<b>15,14</b>	<b>10,5</b>	<b>11,93</b>	<b>14,55</b>	<b>16,87</b>	<b>20,54</b>	<b>16,33</b>	<b>13,66</b>	<b>12,55</b>

# E.ON

## HISTOIRE

---

---

- 2000 naissance d'E.ON qui résulte de la fusion de VEGA et de VIAG. De cette fusion va naître le troisième groupe industriel Allemand.
- Plus des 2/3 des revenus du groupe découlent de l'énergie ce groupe contrairement à RWE n'a pas cherché à se débarrasser de ses activités hors énergie (sauf cession de VEBA OEL).
- Depuis sa formation E.ON a multiplié les acquisitions. Il a notamment acquis POWERGEN au RU ce qui lui donne accès aux marchés anglais et américain.
- Sa volonté est claire de devenir un acteur de premier plan à l'échelle européenne.
- Politique de communication efficace d'E.ON qui a établi sa marque.
- Prise de contrôle sur Ruhrgas.

## ACTIONNARIAT

---

---

- E.ON est coté en bourse à 100%.
- Les institutions bancaires détiennent la plus grande part de son capital.

## ACTIVITE

---

---

### • ACTIVITE GAZIERE

- Le chiffre d'affaires du gaz est encore faible pour le groupe (1%). Si l'on tient compte des distributeurs de gaz dans lesquels il a une participation alors on monte à 6% du chiffre d'affaires global. C'est surtout en aval que ce CA est réalisé.
- Sans Ruhrgas le groupe n'est pas un importateur. En fait chaque distributeur associé à Ruhrgas dispose de ses propres contrats d'approvisionnement signés soit avec un importateur soit avec des compagnies régionales.
- Au sein du Holding deux compagnies ont été particulièrement importantes THUEGA et CONTIGAS qui représentent 50% du marché allemand.

### • ACTIVITE ELECTRIQUE

- E.ON est un électricien européen de premier rang, présent sur toute la chaîne électrique (production transport distribution).

## STRATEGIE

---

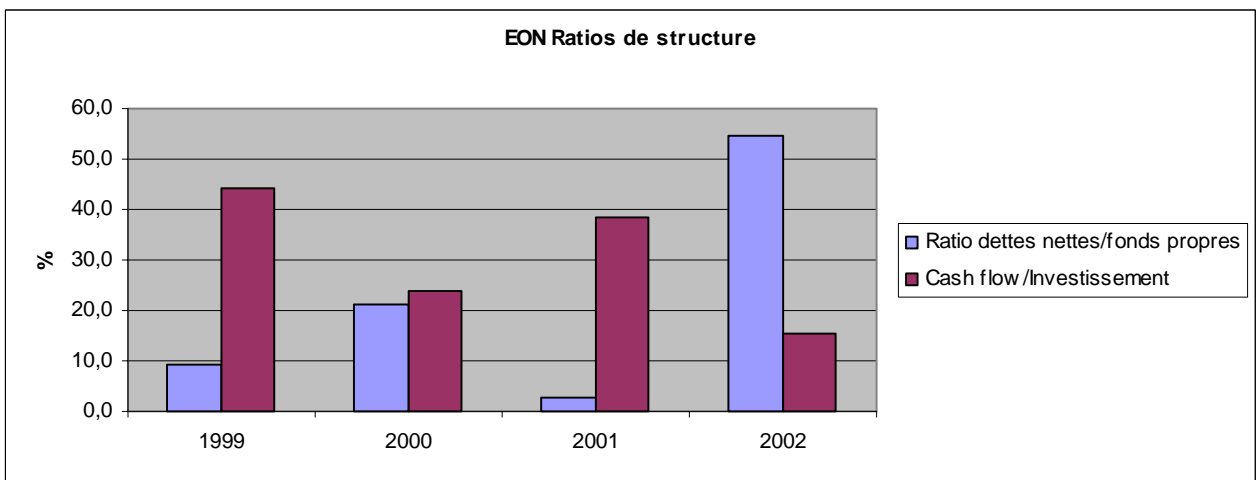
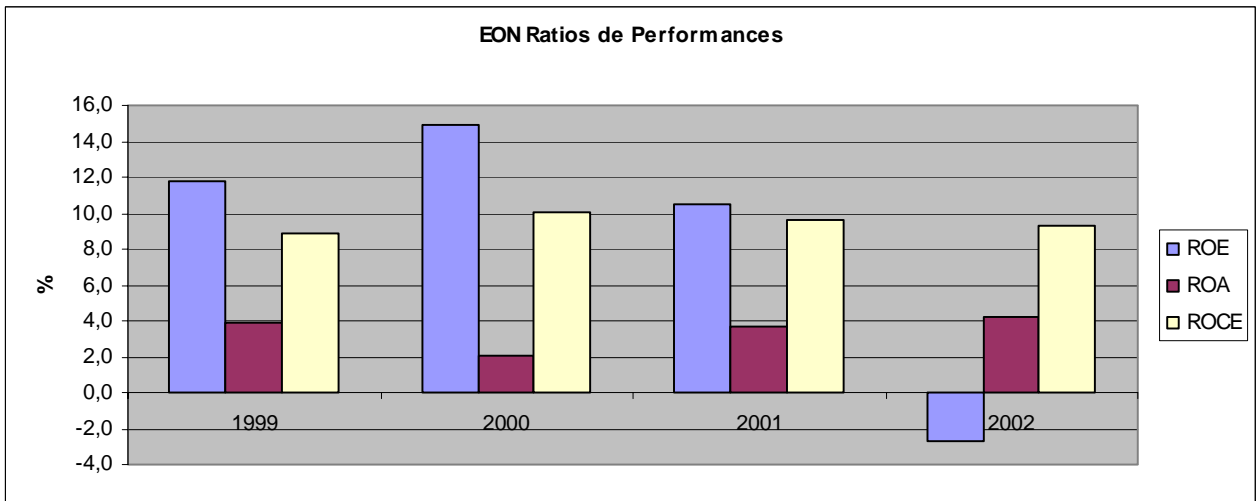
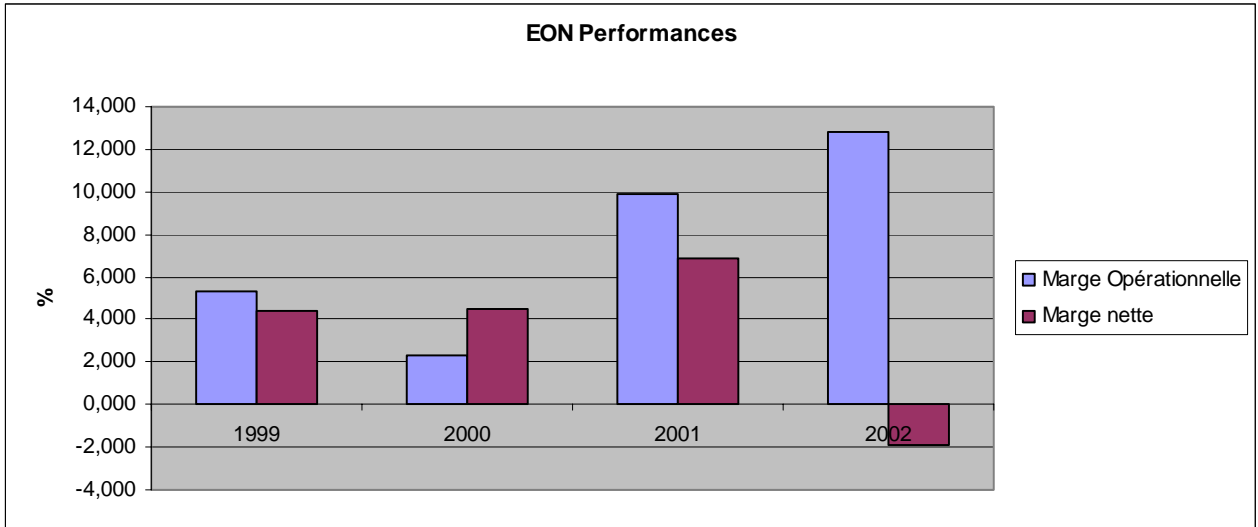
---

- Le groupe veut devenir un distributeur important dans l'Est de l'Europe et en EUROPE par la suite.

## CHIFFRES CLES

---

---



<b>EON FINANCE (en euros)</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
capitalisation boursière (milliards d'euros)	25,4	24,4	49,5	40,3	26,6
Prix du titre (cours fermeture)	51,12	48,45	64,8	58,18	38,45
résultat par action	2,34	3,9	5,07	3,81	4,26
dividende par action	1,07	1,25	1,35	1,6	1,75
nombre d'actions (millions)	502,8	502,8	763,3	692	692
<b>PER</b>	<b>21,8</b>	<b>12,4</b>	<b>12,8</b>	<b>15,3</b>	<b>9,0</b>



# RWE

## HISTOIRE

---

---

- RWE est créé en 1898
- Entre 1946 et 1958 elle devient un centre interconnecté pour la transmission et le commerce international de l'électricité.
- 1966 Thyssengas commence à importer du gaz
- A partir du début des années 1990 la firme va se diversifier dans l'énergie et les services associés. Elle se crée une compétence.
- 1990 réorganisation de la firme la holding est renommée RWE AG et RWE – Energie AG est créée pour couvrir l'ensemble des activités dans l'électricité.
- 1997 acquiert 50% du capital de Thyssengas notamment dans le cadre d'un programme d'échange d'actions avec VIAG.
- 1999 ouverture du marché de l'électricité et formation du concept multi services de RWE, fusion avec VEW (83% 17%) ce qui a comme conséquence d'augmenter les activités gazières de RWE.
- 2000 nouvelle structure organisationnelle il faut gérer le métier de base de RWE, RWE gas AG est créé pour s'occuper des activités gazières du groupe. Augmentation de la participation dans Thyssengas à 75% (la vente d'EXXON est motivée par sa volonté de fusionner avec MOBIL), Acquisition de 40% de NAFTA la société de stockage slovaque. Egalement prise de participation avec la Stadtwerke Worms.
- 2001 RWE Gas et WINTERSHALL forment un syndicat pour participer à la privatisation des industries gazières Tchèques et Slovaques. RWE Gas affiche sa position en tant que numéro 2 du gaz en Allemagne. Offre de faite sur HIDROCANTABRICO entreprise de services publics espagnole et acquisition de parts majoritaires dans des entreprises électriques

portugaises. Prise de participation majoritaire dans Dutch Intergas (8ème société gazière au Pays Bas, 137 000 clients). Achat de 90% de Dutch OBRAGAS (n°5 sur le marché domestique, 184 000 clients).

Son activité principale est l'électricité et la transmission même si elle dispose d'intérêts dans d'autres domaines comme le pétrole, la construction et les télécommunications.

3ème électricien européen, RWE est un groupe assez largement diversifié malgré le rôle clé de la production et du transport de l'électricité. L'activité gazière, elle, était exercée pour l'essentiel par ses filiales comme une activité secondaire mais ce n'est plus autant le cas depuis la fusion avec VEW, l'augmentation de la participation dans THYSSENGAS. L'objectif de RWE est de devenir le deuxième gazier Allemand et un acteur majeur dans ce secteur en Europe. La compagnie se débarrasse des actifs non centraux comme RWE-DEA (raffinage, marketing pétroliers) ou les activités de télécom. Il se recentre, c'est un prédateur.

## **ACTIONNARIAT**

---

---

Rien à signaler si ce n'est le poids des établissements bancaires dans son capital comme la plupart des sociétés allemandes.

## **ACTIVITE**

---

---

### **• ACTIVITE GAZIERE**

Les activités gazières de RWE touchent à la distribution (participations majoritaires ou non dans des sociétés de distribution qui deviennent ainsi ses filiales. Les achats de LT, le transport et le négoce et le stockage grâce à THYSSENGAS mais aussi WEW pour ce dernier point.

## **• ACTIVITE ELECTRIQUE**

Premier électricien allemand RWE est en troisième place au plan européen. Son parc de production est diversifié et large. RWE sur cette base à laquelle s'ajoute l'amplitude de son réseau de distribution dessert quelques 10 millions de clients. Cette large base de clientèle est un atout dans le développement de l'activité gazière.

## **STRATEGIE**

---

---

### **• PARTENAIRES**

WINGAS (Collaboration en république Tchèque) BASH qui le détient procéderait bien à un échange.

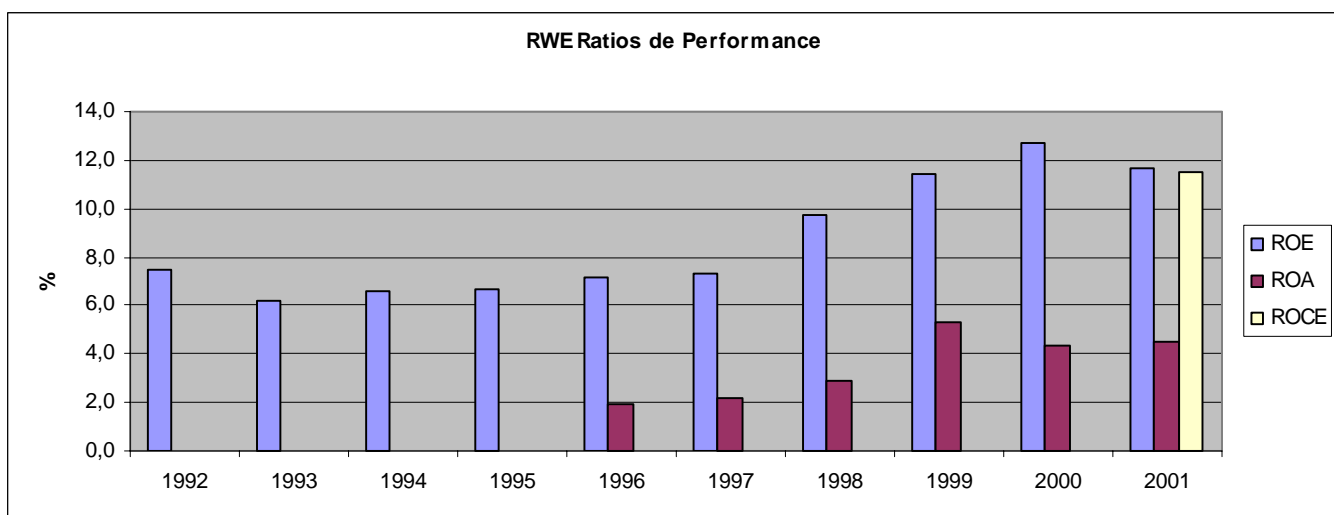
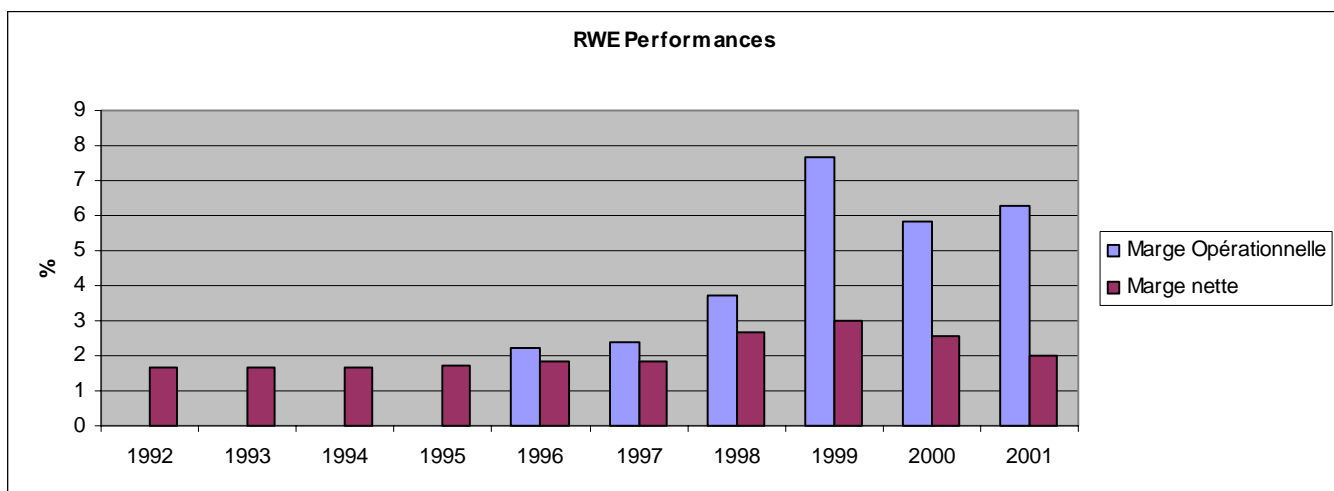
### **• STRATEGIE**

- Les ambitions de RWE sont diverses. Il est certain que le groupe semble vouloir se recentrer sur ces activités de base soit l'énergie et l'environnement.
- Il désire également croître sur le marché international et développer une stratégie multi énergie son portefeuille étant très étendu (pétrole, gaz, charbon, électricité) et exploiter les synergies qu'il offre en matière de couverture des risques.
- Renforcer sa position de numéro 3 européen devenir le numéro deux du gaz en Allemagne et le troisième groupe propriété en Europe.
- Les ambitions européennes (être parmi les 4 principaux acteurs en Europe) passe par le développement d'activités sur toute la longueur de la chaîne gazière.

## **CHIFFRES CLES**

---

---



<b>RWE FINANCE (en euros)</b>	<b>1992</b>	<b>1993</b>	<b>1994</b>	<b>1995</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
capitalisation boursière (milliards d'euros)	nd	nd	nd	nd	15,4	19,7	27	24	18,1	26,3
Prix du titre (cours fermeture)	nd	nd	nd	nd	30,32	38,35	54,61	44,89	35,2	46,98
résultat par action	1,3	1,23	1,16	1,37	1,51	1,64	1,8	2,07	2,24	2,24
dividende par action	0,61	0,61	0,72	0,72	0,77	0,82	0,92	1	1	1
nombre d'actions (millions)	nd	nd	nd	nd	554,1	555,3	555,3	555,3	523,3	570
<b>PER</b>	<b>nd</b>	<b>nd</b>	<b>nd</b>	<b>nd</b>	<b>20,08</b>	<b>23,38</b>	<b>30,34</b>	<b>21,69</b>	<b>15,7</b>	<b>20,97</b>

## EDISON

### HISTOIRE

---

---

Groupe créé en 1884 Edison est le groupe énergétique italien le plus vieux. C'est vers 1931 que Edison commence à fournir les foyers milanais en gaz. En 1962 la vague de nationalisation démarre et fait d'ENEL l'acteur clé du marché électrique italien le groupe Edison cessant alors toute activité électrique. A ce moment là Edison, déjà diversifié, avait comme centres d'activités : la chimie, l'électromécanique, le textile, la verrerie et bien entendu la production/distribution de gaz autour de Milan. Ces domaines d'activités expliquent la fusion avec le premier groupe chimique du pays « montecatini » en 1966 qui fait apparaître en 1969 le groupe Montedison.

En 1972 le groupe Montedison est réorganisé. Les activités clés sont réparties en 10 divisions. Les activités énergétique sont rattachés à la division services de la société mère jusqu'en 1979 où l'activité électrique est isolée en propre dans une division électrique de Montedison (SELM).

En 1981 Montedison va même vendre la compagnie gazière à la ville de Milan et en 1982 il ouvre le capital de SELM au public. En 1987, La production pétrolifère s'accélère (Vega) et la joint venture entre SELM et Shell (Monteshell, distribution pétrole) achète les actifs de Total en Italie notamment un réseau de distribution national. Après cette phase de développement les années 1990 constituent plus une anticipation et préparation des changements futurs.

En 1990, la compagnie se lance conformément aux souhaits nationaux dans la construction d'usines électriques qui augmentent encore la capacité d'Edison qui se portera au bout de 5 ans à 2400MW. En 1991, SELM change de nom pour Edison Spa. En 1992 Edison Gas consolide sa

position parmi les opérateurs privés italiens en achetant les intérêts de Shell en Italie, ce qui représente des réserves additionnelles de 20 000 m<sup>3</sup> de gaz naturel. En 1995 Edison vend ses 50% de Monteshell et finalise en décembre de la même année, avec EDF, l'acquisition du second plus important producteur privé d'électricité (ISE : 600MW de capacité installé et 500MW en construction).

En 1998, Edison fera la première découverte de gaz naturel d'importance en Egypte c'est alors que la « *Nil Valley Gas Company* » est établie en collaboration avec British Gas et des partenaires locaux. La compagnie a alors comme objectif le développement de ce marché du gaz notamment avec la construction d'un gazoduc le long du Nil. Edison se lance dans la distribution de gaz à l'utilisateur final avec l'achat de SAG Adriatica Gas of Padua (ensuite dénommé Edison Gas Distribution).

1999 La libéralisation progressive des marchés énergétiques réintroduit la compétition sur les marchés électriques et gaziers. Edison joue déjà un rôle clé sur ces nouveaux marchés en fournissant de l'électricité aux clients privés et en accroissant sa présence sur le marché gazier. En 2000, Montedison prend le contrôle Falck et en conséquence de Sondel, qu'il contrôle. Sondel est une entreprise électrique. En 2001 Itالenergia (Fiat, Edf, Tassara, Banca di Roma, Banca Intesa, San paulo) lance une offre publique d'achat sur Montedison et Edison.

En 2002 cette fusion entre Montedison, Edison, Sondel et Fiat Energia fait apparaître une nouvelle compagnie qui garde le nom d'Edison seul groupe italien à produire, transporter, distribuer de l'électricité et du gaz. Aujourd'hui Edison à quelques 6000 MW installés et doit atteindre 10 000 MW notamment par l'acquisition d'Eurogen, vendue par ENEL parmi d'autres entreprises de production électrique Les réserves d'hydrocarbures du groupe excèdent les 93 000 millions de m<sup>3</sup> équivalent gaz.

## ACTIONNARIAT

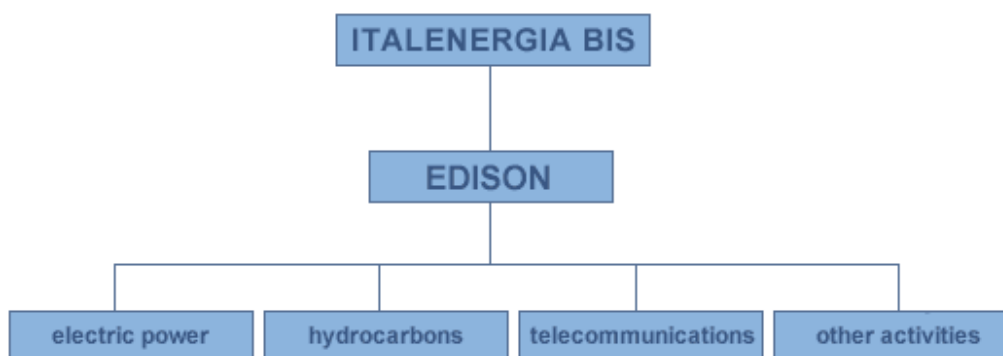
---

---

Edison Spa (anciennement Itالenergia) est une compagnie cotée sur le marché boursier italien. Les actionnaires d'Edison avec plus de 2% des droits de vote sont Itالenergia BisSpa (72.9% du

capital total et 76.9% des droits de vote) et Carlo Tassara Spa (3.4% du capital ; 3.6% des droits de vote).

Les actionnaires d'Italenergia Bis sont Fiat (24.6%), Edf (18%), capitalia (14.2%), IMI investimenti (12.5%), intesa (10.7%) et le groupe Tassara (20%).



*Source : Site acteur.*

## ACTIVITE

---

---

### • ACTIVITE GAZIERE

L'activité gazière constitue une extension des activités électriques historiques du groupe. L'intervention stratégique d'Edison dans ce secteur se fait selon deux principaux axes assurer son approvisionnement et jouer sur l'effet clientèle en prenant des positions dans la distribution. En ce qui concerne l'approvisionnement du marché italien Edison a des accords avec la Lybie, la Russie, la Norvège et le Qatar. A l'étranger, Edison s'est lancé dans l'exploration production en Mer du Nord, au Vietnam, en Iran mais surtout en Egypte où des réserves importantes ont été découvertes dans le delta du Nil. De 2000 à 2005, le groupe prévoit un quadruplement de son approvisionnement en gaz notamment stimulé par l'entrée en activité du terminal GNL de

Rovigo. Dans la distribution on note les prises de participation dans des sociétés de distribution privées (STA, Arcalgas Sud) et les alliances conclues avec les municipalités de Lombardie, Vénétie, d'Emilie et du Trentin ce qui lui donne accès à un portefeuille client de 600 000 clients potentiels.

Edison est en fait le second opérateur par ordre d'importance en Italie. Les réserves du groupe dépassent les 83 000 millions de m<sup>3</sup> équivalent gaz. En 2001 Edison Gaz a vendu près de 4 000 millions de m<sup>3</sup> de gaz à des industriels, des consortia, des compagnies de distribution des usines électriques dont certaines appartiennent au groupe. Mais Edison Gas donne également dans la distribution au client final (150 000 clients dans le centre et le nord est de l'Italie).

### **• ACTIVITE ELECTRIQUE**

L'activité initiale et principale d'Edison est l'électricité qui représente 80% de son chiffre d'affaires. L'acteur Italien est bien positionné dans le pays sa présence est significative dans le nord et le centre du pays et Edison a renforcé ses positions notamment par croissance externe (2000 acquisition de Sondel second producteur indépendant italien). Sondel devrait être intégré dans Edison ce qui correspond à la stratégie du groupe dans le secteur électrique puisque celui-ci s'est fixé un objectif taille de 10 000 MW qui, pour lui, est la taille qui lui permet d'être compétitif sur le marché italien. Les parcs respectifs de ces deux électriciens sont de plus complémentaires ainsi que leurs projets de construction de centrales. Edison est présent essentiellement au nord alors que Sondel est essentiellement présent au sud.

Edison a une capacité totale de 6000 megawatts et a notamment un parc de près de 30 usines qui produisent sur la base de gaz naturel. La base de clientèle d'Edison représente aujourd'hui quelques 2000 entreprises, le plus souvent de petite ou moyenne taille, qui se constituent en consortium pour négocier leurs achats qui se montent à 37 000 millions KW/h en 2001.

### **• AUTRE**

Le groupe s'est diversifié dans les Télécommunications avec Edison Tel.



# STRATEGIE

---

---

## • PARTENAIRES

- EGPC
- BG
- OMV
- NIOC
- EXXON MOBIL
- Municipalités
- Groupements industriels

## • STRATEGIE

Edison constitue donc un exemple de nouvel entrant sur le marché gazier italien, notamment. Avant la fusion l'objectif du groupe était de quadrupler ses ventes de gaz d'ici 2008 (la part de marché visée étant de 15%). Tout en rééquilibrant les ventes de gaz sur les marchés industriels, résidentiels et électriques. Le groupe a également initié une stratégie de diversification dans les Télécommunications et l'eau reste à voir si la fusion remet cela en cause ces axes de diversification car le groupe devrait normalement se focaliser dans l'énergie. Il s'agit donc globalement d'une stratégie de fourniture de services intégrés (modèle italien) : électricité, gaz, eau, télécommunications surtout vers les grands comptes (c'est sa base de clientèle traditionnelle). La stratégie est ici de revoir la politique commerciale du groupe. Sinon pour les particuliers le mode de progression du groupe est la croissance externe par acquisitions de distributeurs et par alliance avec les municipalités. Une caractéristique de la stratégie d'Edison est la prudence de son internationalisation.

## **BIBLIOGRAPHIE**

Libre blanc, 22 juin 1998 *Vers la future organisation gazière française*, Ministère de l'économie des finances et de l'industrie.

CRE, Rapport d'étape, 15-01-2002, « Sur l'ouverture du marché gazier français ».

TERZIAN, PIERRE, 1998, « Le gaz Naturel : Perspectives pour 2010-2020 (Disponibilité, contraintes et dépendances », COMMISARIAT GENERAL DU PLAN, ECONOMICA.

### **Sites Institutionnels**

<http://www.europa.eu.int>

<http://www.industrie.fr>

<http://www.plan.gouv.fr>

<http://www.afgaz.fr>

### **Sites actualité**

<http://www.latribune.fr>

<http://www.lesechos.fr>

<http://www.europress.com>

**Ainsi que les sites des différents opérateurs de la chaîne gazière.**

**ANNEXE**

---

## SYNOPTIQUE DE JANVIER 2001 AU 15 JUILLET 2002

<b>Société</b>	<b>Date</b>	<b>Opération</b>
E.ON Gelsenwasser	12-01-2001	E.ON porte sa participation de 52,4% à 80.5% dans Gelsenwasser.
BP ENI Egyptian General Petroleum	21-03-2001	Accord sur la construction d'une usine de liquéfaction à Damiette pour approvisionner les marchés méditerranéens.
BP Union Fenosa	23-03-2001	Négociations pour mettre en place un projet d'usine de production de gaz en Egypte.
Innogy Yorkshire	02-04-2001	Innogy annonce la reprise de la compagnie régionale d'électricité et de gaz
BE AG Begas Energie Allianz EVN Linz AG Wienstrom	03-04-2001	Les compagnies locales de gaz et d'électricité autrichiennes souhaitent créer un consortium energie Allianz rassemblant leurs activités.
ENEL	05-04-2001	Acquiert 18 turbines à gaz afin de transformer les centrales thermiques en centrales à cycle combiné.
Gas Natural Sonatrach	11-04-2001	allongement de la durée jusqu'en 2021 de l'accord de fourniture
GTI Tractebel	12-04-2001	Tractebel lance une OPA sur l'entreprise spécialisée en ingénierie industrielle (Pays-Bas)
OMV (pétrolier autrichien) Verbund	13-04-2001	Négociation pour la reprise par le Verbund des activités gaz d'OMV
Ansaldo International Power	18-04-2001	Accord pour développer une centrale gaz dans le sud de l'Italie. (4000MW de projets en étude)
ENI Total - Italian Gas	20-04-2001	Eni acquiert les activités de total en Italie

Gas Natural	20-04-2001	annonce un projet de construction d'une deuxième centrale électrique près de Barcelone, 800 MW.
Plurigas Snam	21-04-2001	Accord de fourniture de 3Mm <sup>3</sup> /an auprès de Plurigas (qui est une filiale des municipales de Milan, pour 40%, et de Gênes, pour 30%, et enfin de Brescia pour 30%.
OMV PKN	24-04-2001	Négociations entre les pétroliers autrichiens et polonais en vue de nouer une alliance.
BG trading EDF trading	25-04-2001	Accord en vue de transférer à EDF ses intérêts et obligations dans deux contrats de vente de gaz avec Wingas et Distrigas.
CEPSA Union Fenosa	26-04-2001	Nueva Generadora del Sur (filiale d'Union Fenosa et CEPSA respectivement pour 75% et 25%) remporte un contrat auprès de Siemens pour construire deux centrales à cycle combinés.
Shell Wintershall	26-04-2001	Accord de coopération dans l'exploration pétrolière au Brésil.
Gas Natural Repsol	27-04-2001	Gas Natural développera au final les centrales électriques et la vente d'électricité au groupe Repsol.
Sulzer Infra Tractebel	27-04-2001	Tractebel acquiert la société d'ingénierie Suisse Sulzer Infra.
Encovagas Iberdrola Union Fenosa	28-04-2001	La région de Valence négocie une entrée d'Union Fenosa au capital d'Encovagas (développe une usine de regazéification) dont Iberdrola est actionnaire minoritaire.
Energia ENI	28-04-2001	Energia qui distribue du gaz contracte un accord de fourniture de gaz avec ENI.
Stadwerke Görlitz Vivendi Env.	30-04-2001	Vivendi rachète 75% de la stadwerke multi services est allemande.

Banca di Roma Italpower	1-05-201-01	La banque italienne acquiert 5% du capital du consortium réunissant les municipalités de Milan, Turin, Rome et Atel pour candidater à la reprise des centrales de ENEL.
EDF Texaco Total	04-05-2001	Accord pour la construction d'une centrale de cogénération financée pour moitié par EDF et 25% par chacun des deux pétroliers, pour alimenter le Havre.
HEW Vatenfall	04-05-2001	Vatenfall détient désormais 71% de HEW
Statoil	07-05-2001	Achète 15% des actifs pétroliers offshore détenus directement par l'Etat Norvégien.
Petoro	09-05-2001	Société créée par l'Etat Norvégien à laquelle il transfère tous ses actifs.
RWE Wintershall	09-05-2001	Constitution d'un consortium afin de répondre aux appels d'offre lors des privatisations annoncées en Tchéquie et Slovaquie.
Suez (Tractebel pole énergie)	14-05-2001	filialise ses activités de négoce et de transport de gaz conformément à la directive européenne.
Cepsa Total	17-05-2001	Fusion de leurs activités de commercialisation du gaz en Espagne. Total prend 50% de Cepsa gas Commercializadora en échange de l'apport de ses actifs.
E.ON Hein Gas	17-05-2001	E.on porte sa participation de 28% à 90% dans le distributeur gazier
Gas Natural Qatargas	18-05-2001	signature du second accord de fourniture de gaz sur 5 ans pour 3,5 mt/an.
GDF Ruhrgas	21-05-2001	prévoient de s'allier pour faire une offre lors de la privatisation du gazier tchèque Transgas (transport)

ENEL Agas Erre gas Impregest Societa Gestioni Metano	22-05-2001 16-05-2001 22-05-2001 22-05-2001	ENEL acquiert les 4 distributeurs locaux de gaz
Algerian Energy Co Sonatrach Sonelgaz	23-05-2001	Sonatrach et Sonelgaz créent une filiale commune chargée de prendre des participations en Algérie et à l'étranger dans le secteur énergétique.
KEH RWE	23-05-2001	RWE acquiert 49% de KEH (Autriche) or celui ci contrôle Kelag distributeur d'électricité et de gaz de Carinthie.
Cepsa Endesa	25-05-2001	Rupture de l'alliance ayant trait à la cogénération. Cepsa reprend ses participations dans 3 centrales.
OMW PKN	25-05-2001	OMW souhaite acquérir 18% de PKN (pétrolier polonais).
Centrica Humber Power Total	29-05-2001	Centrica détient 60% et Total 40% de la centrale Humber Power suite à l'opération de cession de sa participation opérée par Fortum.
GDF Med LNG and Gas Sonatrach	01-06-2001	GDF et Sonatrach créent une société de commercialisation de gaz à destination de la Méditerranée et de l'Amérique du Nord.
GDF Petronet	05-06-2001	GDF acquiert 20% de Petronet dans le cadre d'un projet d'importation de LNG du qatar.
ENEL Gas Natural	06-06-2001	Signature d'un accord de coopération pour s'associer dans l'approvisionnement gazier.
Gasnor Naturgass Ruhrgas	07-06-2001	Ruhrgas propose de prendre 14% et 15% des gaziers norvégiens Gasnor et Naturgas.
GDF Texaco	12-06-2001	GDF acquiert auprès de Texaco des participations (en moyenne 21%) dans 12 licences d'exploration offshore au RU.

Exxon Suez	14-06-2001	Suez reprend les 40% d'Exxon dans leur filiale commune de services aux industries pétrolières.
Dong Fortum Ruhrgas Statoil Vatenfall Vatenfall Naturgas	18-06-2001	Vatenfall cède ses 51% dans Vatenfall N qui est détenue alors à 30% par Ruhrgas ; 30% par Statoil, 20% Dong ; 20% Fortum. Vatenfall N importe du gaz danois (1m <sup>3</sup> /an) qu'elle vend ensuite aux distributeurs Danois.
Statoil	19-06-2001	L'état norvégien place 17.5% du capital de Statoil en bourse.
Edison Rasgas	25-06-2001	Accord de long terme pour fournir du gaz du Qatar à l'italien Edison.
BP British gas Repsol	26-06-2001	Elaboration d'un projet de transport de gaz bolivien vers la Californie ; le gouvernement bolivien est favorable à une fusion de ce projet avec celui de Total
RWE Viersen Stad.	27-06-2001	RWE achète 49% du capital de la stadwerke gaz et électricité.
GDF Policarbo	28-06-2001	GDF achète 60% de Policarbo entreprise italienne spécialisée dans l'ingénierie pour la construction de centrales électriques.
EDF Fiat Italenergia Montedison	02-07-2001	Edf et Fiat acquièrent par le biais d'Italenergia la majorité du capital de Montedison qui contrôle Edison.
EnBw Dusseldorf stad.	05-07-2001	EnBw acquiert 30% du capital de la stadwerke de Dusseldorf
BP Statoil	09-07-2001	Accord d'une durée de 15 ans sur l'exportation de gaz norvégien vers la Grande Bretagne. 1.6 Mm <sup>3</sup> /an.
Congaz Ruhrgas	10-07-2001	Ruhrgas acquiert 28.6% du distributeur de gaz Roumain



BG Group Chevron	16-07-2001	BG group parvient à un accord de cession de BG storage (stockage) à Chevron.
BP E.ON Ruhrgas	16-07-2001	E.ON acquiert 51% de Gelsenberg auprès de BP qui en échange obtient 51% de Veba oel. Une option permet à ces entreprises de finaliser cet échange à 100% des participations en 2002.
Erg Petroli Total Sitel	16-07-2001	lancent des études (via Roma Energia une filiale commune) en vue de la construction d'une centrale de cogénération à Rome.
MOL TVK	16-07-2001	Suite à une OPA Mol détient 35% du pétrolier TVK.
Gas Natural Iberdrola	18-07-2001	Décroisent leurs participations communes dans la distribution au Brésil et en Colombie.
Enagas GDF	27-07-2001	Appuyé par le régulateur espagnol Enagas refuse l'ATR à GDF
Enagas Enron Union fenosa	28-07-2001	Enron et Union Fenosa obtiennent un accord d'approvisionnement en gaz avec Enagas pour leurs centrales électriques en construction. Les livraisons débuteront en 2004.
ENEL Marcotti group	30-07-2001	Enel acquiert le distributeur local de gaz.
ENBW ENI	1-08-2001	S'entendent pour créer une filiale commune qui s'occupera du transport et de la distribution de gaz en Allemagne. La nouvelle société devrait prendre le contrôle de GVS qui est une filiale de EnBW
Nafta Gbely RWE	02-08-2001	RWE acquiert 40% du gazier slovaque.
Agip Sonatrach	06-08-2001	Accord d'exploration au Yemen, Agip cède 40% de ses parts dans le bloc 2.
PniG Statoil	06-08-2001	Suite à un accord entre les gouvernements les compagnies pétrolières vont développer l'importation de gaz norvégien en Pologne.

Cepsa endesa Iberdrola Union Fenosa	07-08-2001	sont candidats pour racheter à Gas Natural 25% d'un contrat d'importation de gaz algérien (1.4Mm <sup>3</sup> /an/3ans).
Innogy Northern Electricity	07-08-2001	Innogy cède le réseau de distribution du Yorkshire en échange du portefeuille client du co-échangiste.
BP Sonatrach	13-08-2001	débutent l'exploitation du champ In Salah
Centrica TXU Europe	24-08-2001	Centrica achète en leasing auprès de TXU les droits sur deux centrales électriques. En effet, Centrica souhaite produire le quart de ses ventes d'électricité à son portefeuille client.
EMB GDF	30-08-2001	GDF acquiert les 45% de RWE dans EMB distributeur de gaz de Potsdam ce qui fait que GDF détient 80% d'EMB et VNG le solde.
EnBW Verbund	19-09-2001	EnBW porte sa participation dans Verbund à 6.33% (avait jusque là 4.99%) 51% sont détenues par l'Etat.
BP Gas & Power North America Transcanada Pipelines	24-09-2001	BP acquiert le transporteur et distributeur de gaz Transcanada pipelines
ENEL Mirant	25-09-2001	association pour développer le trading de gaz en Europe à l'exclusion de l'Italie. Synergies de compétences recherchées GDF connaît le marché du gaz européen et Mirant est compétent en risk management.
Centrica Luminus NV	29-09-2001	Centrica acquiert 50% du belge Luminus distributeur gaz/électricité créé par 5 communes flamandes.

TFE	02-10-2001	TFE remporte par appel d'offre un permis d'exploration en Algérie, bassin de Berkine. Il a déjà, en association avec Sonatrach les champs de Tin fouyé tabankort et d'Hamra.
Ruhrgas MOL	2-10-2001	Ruhrgas déclare se porter candidat à l'acquisition de MOL (49% en vente) qui est la division gazière de la principale société gazière et pétrolière de Hongrie.
Enel Sonatrach	5-10-2001	Signature d'un accord pour la fourniture de 2 milliards de m <sup>3</sup> /an de gaz méthane pour alimenter les centrales électriques ce qui est un complément à l'accord précédent.
Consortium GDF-Snam-Ruhrgas Gazprom	3-10-2001	Alliance pour la privatisation des gaziers Tchèque (Transgas à 97%) et Slovaque (SPP à 49%). Ces deux entreprises assurent notamment le transit du gaz Russe vers l'occident.
Repsol YPF Enel Qatar Petroleum Corp.	08-10-2001	protocole d'accord pour la construction au Qatar d'un nouveau centre de traitement du GN ce qui permettrait d'exporter 6 milliards de m <sup>3</sup> /an pendant 20 ans.
TFE	10-10-2001	Prévoit des investissements de plusieurs milliards de dollars au Venezuela sous 5 ans (pétrole & gaz).
GFD Bewag HEW Veag Laubag	15-10-2001	s'intéresse à la création d'un nouveau pôle énergétique en Allemagne Bewag/HEW/Veag/Laubag. GDF gasag bewag

ENEL CAMUZZI (second distributeur Italien 1.68 milliards de m <sup>3</sup> /an ; 952 000 clients)	10-10-2001	Enel achète 40% de Camuzzi à Mill Hill Investment (l'un des premiers distributeurs de gaz en Italie, numéro un en Argentine). Il dispose également d'une option jusqu'à fin 2002 pour les 60% restants ainsi que pour les activités de Camuzzi en Argentine.
BP (28.6%) Enterprise Oil (18.7%) Conoco (24%) Chevron (19.4%) Amerada Hess (9.3%)	17-10-2001	mise en exploitation du champ clair. BP est opérateur du projet.
TFE (via Total Austral 37.5%) Wintershall Energia (37.5%) Pan American Energy (25%)	18-10-2001	va développer les deux gisements de Carina et Aries en Argentine au large de la terre de feu.
Wintershall	24-10-2001	Le groupe Allemand se retire de la privatisation du gazier Tchèque Transgas et de celle des 8 sociétés de distribution.
ENI Statoil	26-10-2001	Annonce la signature d'un contrat d'importation impliquant principalement Statoil (pour 70% du GN, avec 10% pour Norsk Hydro) qui prévoit la fourniture de 150 milliards de m <sup>3</sup> /24 ans de gaz en Italie.
Exxon (opérateur 30%) Sodeco (Japon, 30%) ONGC (Inde 20%) Rosneftb et sa filiale Sakhalin 8.5% et 11.5%.	29-10-2001	lancement du projet pétrolier Sakhaline I 340 millions de tonnes de pétrole ; 420 milliards de m <sup>3</sup> de gaz.

Qatar Emirats Arabes Unis	29-10-2001	Projet DOLPHIN pour la commercialisation de GN aux Emirats (accord X° de mars 2 milliards de m <sup>3</sup> /j pendant 25 ans) + projet de construction d'un gazoduc pour relier le Golfe à l'Asie principal marché du gaz extrait. North Field, mise en production 2005
MONTEDISON	30-10-2001	décision de recentralisation sur les activités énergétiques
E.ON Ruhrgas	30-10-2001	E.ON acquiert 8.2% supplémentaire dans Ruhrgas à travers l'acquisition de 23.6% détenue par Vodafone.
NLNG	31-10-2001	Construction et projets de construction du train 3 et des trains 4/5 respectivement. Ceci devrait permettre de porter la production de 9 à 17 milliards de tonnes de GNL/an.
SNAM (importateur n°1 PM 87%) Snam Rete Gaz (transport ; Italie, PM 97%)	02-11-2001	les deux acteurs sont l'objet d'une enquête pour abus de position dominante.
TRACTEBEL	06-11-2001	Tractebel de Mexico, filiale nord américaine de Tractebel a acheté 80% des parts d'une usine de production d'électricité (245MW) du nord est du Mexique (Monterrey). Mise en service prévue pour fin 2002.
GDF Usinor Air Liquide	07-11-2001	Projet DK6 Construire une centrale innovante transformant les gaz rejetés par le sidérurgiste en électricité. Prise de pouvoir de GDF dans ce projet.
Irak	08-11-2001	Annonce la découverte d'un nouveau champ gazier (région d' Akas) 60 milliards de m <sup>3</sup> de réserves.

TFE Sonangol (Société Nationale de pétrole d'Angola)	09-11-2001	Signature du protocole de coopération dans les activités pétrolières. Lancement de la production du champ de GIRASSOL dont TFE est le principal opérateur. Création d'une société commune pour estimer les réserves angolaises projets d'exploitation essentiellement axés sur le GNL.
Rhodia Gdf Distrigaz	09-11-2001	Rhodia change de fournisseur de GDF vers Distrigaz. Distrigaz lui fournira du GN à partir de janvier 2002 pour 5 ans, 3 milliards de m <sup>3</sup> . Or Rhodia représente à lui seul 16% du marché des éligibles (15TWh).
Enel AEM	09-11-2001	Enel proche d'un accord la législation lui impose de céder ses réseaux de distribution locale. Ici est concerné AEM entreprise de la municipalité de Milan de distribution de gaz et électricité.
Iran	11-11-2001	Projet Pars sud priorité au GNL Projet de construction de gazoduc.
MOL (pétrogazier hongrois)	12-11-2001	Stratégie de croissance régionale : depuis 2000 il possède 36% du pétrolier Slovaque Slovnaft ; est en lice pour le rachat de 17.6% du pétrolier polonais PKN également intéressé par le rachat de 49% du groupe tchèque Unipetrol et une prise de participation dans le Yougoslave Beopetrol et le croate INA.
GDF MOL RUHRGAS	13-11-2001	GDF en compétition pour le rachat du secteur gazier de MOL propose une OPA sur 49% du groupe. Autres candidats Ruhrgas et le gouvernement Hongrois.
BG	15-11-2001	Préaccord pour l'acquisition de Enron oil et Gas India Limited (EOGIL) auprès de ENRON Corporation Inc.

Conocco Phillips	19-11-2001	Annoncent leur prochaine fusion, elle sera effective au second semestre 2002.
Statoil BP Amerada Hess	19-11-2001	ont obtenu certaines des 7 licences pétrolières octroyées par le ministère Férigien du pétrole.
GDF CGST Sav	20-11-2001	GDF prend 20% de CGST SAV renforçant ainsi sa position dans le secteur des services énergétiques dans le créneau de la maintenance des installations.
TFE	20-11-2001	annonce qu'au 01-01-2002 la modification de son organisation sera effective.
GDF Lietuvos Dujos	20-11-2001	GDF participera à l'appel d'offre sur 34% du distributeur lithuanien de gaz. Une autre tranche de 34% devant être offerte à un autre fournisseur de gaz probablement Russe.
TFE	21-11-2001	Entrée en production du 1 <sup>er</sup> champ de Nuggets en Mer du Nord (100% TFE)
CENTRICA Amerada Hess (USA) Innogy (RU) Kerr Mc Gee (USA) Burlington (USA)	22-11-2001	Centrica annonce l'acquisition des actifs offshore d'Amerada Hess = parts dans le gisement Amethyst ; acquiert les 6.97% d'Innogy dans le champ Rose ; + ceux de Keer McGee et Burlington dans l'est de la mer d'Irlande.
TFE(24.33%) Statoil (19.66%, Norvège) Petoro (31.96%, Norvège) Conoco (23.34%, Amérique) Paladin Resources (0.5%, Australie) Swenska Petroleum (0.21% , Suède)	23-11-2001	Annoncent la mise en production du gisement HULDRA (mer du Nord norvégienne)
GDF Zanzi	26-11-2001	GDF s'apprête à acquérir Zanzi (spécialiste dans le génie thermique et climatique- service énergétique) via Cofathec Italia sa filiale. L'accord préliminaire

		est signé 5 mois avant acquérait Policarbo, même activité. Cofathec négocie également la création d'une société commune avec la régie municipale de Milan (AEM) il en a une avec la municipalité de Padoue. Préparent avec ces JV une éventuelle entrée dans le capital ce qui devrait être possible à terme.
Montedison Ausimont	03-12-2001	prévoit de céder Ausimont (sa branche chimie) à Solvay d'ici fin 2001.
E.ON Ruhrgas	03-12-2001	Office anti cartel opposé à l'entrée d'E.ON dans Ruhrgas.
RDSHELL	04-12-2001	Intérêt souligné pour certains actifs gaziers d'ENRON en Inde (terminal gazier Dabhol).
TFE (30%) BHP Billiton (australobritannique 45%) Talsiman (Canada 25%)	04-12-2001	découverte de pétrole au large de Trinidad (Antilles). Travaux d'exploration en collaboration.
Snam Rete Gas	6-12-2001	Eni met 40,2% de Snam Rete Gas sur le marché (2,2 milliards d'euros)
GDF	12-2001	recherche des partenaires (élec) pour rentrer sur le marché espagnol veut y construire des centrales. Enagas lui refuse l'accès à ses gazoducs.
Bouygues Offshore Black and Veatch (USA Génie Civil)	11-12-2001	Projet de conception de centrales électriques en Europe et Afrique fonctionnant au gaz. Pour cel JV 50-50
E.on Duke Energy (Américain)	12-12-2001	Alliance avec privatisation du secteur gazier Tchèque (Transgas + 8 sociétés régionales de distribution de gaz). RWE et Ruhrgas GDF Snam Gazprom sont également en lice.



Shell TFE NNPC Agip	13-12-2001	Maintenance d'une centrale électrique au gaz au Nigeria (Afam) gestion sur 15 ans des actifs de la dite centrale. Objectif augmenter la production de 240 MW d'électricité à 400 MW en 2002, 930 en 2004.
TFE	15-12-2001	Mise en fonction de la raffinerie d'Assalouyeh qui va traiter le gaz de Pars Sud (Iran). TotalFinaElf a signé en 1997 le plus grand contrat gazier jamais réalisé avec l'Iran. Il s'est engagé, en association avec les groupes russe Gazprom et malaisien Petronas à exploiter le gaz d'une partie de Pars-Sud. Les groupes anglo-néerlandais Shell et italien Eni, ont obtenu également des champs de Pars-Sud. Une fois le projet actuel achevé, TotalFinaElf pourrait se voir confier l'exploitation d'une nouvelle partie du gisement, pour laquelle il est en compétition avec les groupes British Petroleum et Eni
E.ON	13-12-2001	Concentration de ses activités sur les marchés européen et Nord Américain.
OMV (Autr gaz/chimie/petr.) MOL (Hong. gaz/pétri) TVK (Hongr. chimie)	14-12-2001	lancent une offre commune pour les 63% du Tchèque Unipetrol (raffinerie, distribution de carburant, pétrochimie)
TRANSGAS (+8 distributeurs) Unipetrol	16-12-2001 17-12-2001 17-12-2001	retrait de Snam de la privatisation RWE remporte la privatisation Agrofert (Sté Tchèq) remporte l'offre concernant Unipetrol.
AGR (raffinerie gaz) Azerbaïdjan Pipeline	17-12-2001	Azerbaïdjan privatisation forcée pour obtenir l'aide internationale.
Union Fenosa Halliburton KBR	19-12-2001	UF attribue à un consortium dirigé par H-KBR la construction de son centre de liquéfaction de GN en Egypte (1 milliard de \$ d'I.t)

RWE-DEA Highland Energy	20-12-2001	RWE-DEA veut acheter HE et augmente ses réserves de gaz de 34 à 47 milliards de m <sup>3</sup> . Attend approbation du ministère.
Gazprom	20-12-2001	prévoit d'exploiter les nouveaux gisements de Zapoliarnoe (démarrage exploitation novembre) et de construire de nouveaux gazoducs Blue Stream ; Pipeline yamal europe
Arabie Saoudite	21-12-2001	les 3 projets, 3 consortia de : Ghaward Sud : Exxon M (D), Shell, BP, Phillips Mer Rouge : Exxon M (D), occidental P, Marathon Shaybah : Shell (D), TFE, Conoco.
GDF	21-12-2001	Rachat du réseau de transport qui aura un impact sur les comptes 2002.
Phillips Petroleum	23-12-2001	Accord le Timor Oriental pour la construction d'un gazoduc.
Autorités qatariennes TFE (24.5%) Emirati UOG (75.5%)	26-12-2001	signent un accord de partage de production concernant le GN qui sera exporté vers les Emirats et Oman. Projet DOLPHIN, champ de North Field. Accord de 30 ans
Africa Israel Investments (20%) Paz Oil Co.(12% + 8% pour sa filiale Pozgas) Tractebel (60%)	28-12-2001	Consortium pour la construction d'un gazoduc reliant la Méditerranée à plusieurs centrales électriques à travers le pays. En attente de la décision politique.
RWE	04-01-2002	Acquisition du réseau de transport de gaz Tchèque
ENI LASMO Enterprise Oil	10-01-2001	Eni a acquis LASMO en 2001 formule un projet concernant Enterprise Oil (cible 2002).

ENRON Enrononline	08-01-2001	Mise aux enchères des activités de négoce énergétique ou Enrononline. Les candidats annoncés sont Citigroup/UBS/Goldman&Sachs/American International Group/BP. UBS fait l'offre la plus importante.
GDF ELNG (Egyptian LNG)	21-01-2001	GDF a 5% du capital de ELNG. Cette JV sera chargée de construire une usine de liquéfaction dans la région d'Alexandrie destinée au gaz extrait par BG. GDF bénéficie d'une option de liquéfaction de tout le gaz produit en Egypte. 11-2001 signature entre GDF, EGAS, EGPC d'un accord associant le français au développement de l'industrie gazière égyptienne, sur toute la chaîne.
E.ON Ruhrgas	22-01-2001	E.ON voulait prendre les 25.5% de Ruhrgas détenus par Gelsenberg AG. Office allemand des cartels a stoppé la prise de contrôle de Ruhrgas par le groupe énergétique qui sollicite désormais une autorisation exceptionnelle de la part du ministre pour passer outre.
Europe de l'EST	22-01-2001	Discussion Russe Turkmène sur une éventuelle alliance eurasiennne entre producteur de gaz (Xr unique).
E.ON Ruhrgas LIETUVOS DUJOS	20-02-2001	GDF aurait retiré sa candidature resterait donc les allemands comme uniques candidats à cette privatisation (34% du gazier lituanien).
Exxon Mobil	21-02-2001	Montre un intérêt pour le gaz Saoudien.
Technip-Coflexip	22-02-2001	fusion ingénierie parapétrolière. termes exacts annoncés le 28-06-2002 OPE lancée le 2-07-2001.
RWE	01-03-2001	marché « Transgaz » remporté évince GDF qui avait multiplié les tentatives en Europe de l'Est.

GDF SPP (Transport Slovaquie)	21-03-2002	14-03 annonce de la vente de 49% de la société Le consortium GDF, Ruhrgas, Gazprom en bonne place, finalisation de l'opération de rachat juillet 2002.
GDF	26-03-2002	projet de construction d'un nouveau terminal méthanier (Fos sur Mer) lié aux négociations en Egypte. Terminal de Fos sur Mer travaux entamé en 2003, fini en 2006.
GDF	02-04-2002	Achat de 9 cargaisons Spot à Oman LNG, livraison entre mars et Décembre 2002.
RWE Obragas (5è distributeur pays bas)	05-04-2002	Il y avait eu l'acquisition de Nutsbedrijf début 2000 ; là Obragas ; rachat prévu Intergas. Devrait bientôt détenir quelques 7% du marché Néerlandais.
E.ON Fortum Energy (100% EWW +activités de distrib)	09-04-2002	veut allier EWW à PESAG sa filiale pour former une entreprise de fourniture de gaz électricité eau chauffage couvrant la zone est de la Wesphalie et le sud de la basse saxe.
Gas Natural ENAGAS (transporteur espagnol)	11-04-2002	Gas Natural cèdera 65% de sa filiale ENAGAS sur la demande du gouvernement.
Montedison Edison	11-04-2002	2001 OPA de Itالenergia sur Montedison (détient 94% du groupe). Second semestre 2002 (1 <sup>ère</sup> semaine d'avril) fusion avec Edison qui sera contrôlé à 80% par les actionnaire d'Itالenergia.
Allemagne régulation	06-04-2002	L'Allemagne annonce qu'elle créera un régulateur pour le gaz (01-2003)
BP Sidanko (Compagnie Russe)	15-04-2002	BP accroît sa participation de 10% à 25% dans la compagnie russe Sidanko.
RDS Enterprise Oil	19-04-2002	OPA amicale lancée officiellement le 2-04-2002 sur Enterprise Oil + 9% au total 29% de détenus.

Lattice (distrib élec) National Grid (Sté privatisée – opérateur gaz)	22-04-2002	annonce de la fusion des deux transporteurs pour devenir National Grid Transco détenu à 57.3% NG et 42.7% Lattice. La fusion permet par l'effet taille de résister aux prédatations (RWE, EDF) et de se doter d'une capacité financière propice à la croissance externe.
REPSOL-YPF Gas Natural	23-04-2002	création d'une JV 50-50 dans le domaine du GNL et du transport par méthanier RY GAS pour regrouper les activités de commercialisation de GNL hors Espagne.
E.ON Ruhrgas	23-04-2002	E.ON pourrait céder (la majorité qu'il détient 66%) DEGUSSA sa filiale à RAG contre ses 18% de Ruhrgas. Pense céder STEAG à RWE contre son aval (autre actionnaire).
TFE	25-04-2002	Négociations avec Anglo Siberian Oil à propos du gisement de Vankor (sibérie). Alors qu'en janvier TFE liait un partenariat avec la société russe YUCOS pour évaluer le potentiel des gisements offshore de mer noire là il marque à nouveau l'intérêt pour le gaz russe.
Montedison Edison	1-05-2002	groupe fusionné rebaptisé Edison recentré sur la production d'électricité, la distribution de gaz et la téléphonie. Cession des activités non stratégiques en contre partie.
Tractebel	06-05-2002	s'est vu attribué une concession de 30 ans pour la construction et l'exploitation d'un réseau de distribution de gaz (celui qui est extrait à Camisea) à Lima au Pérou.
ENI (via SAIPEM filiale cotée) BOUYGUES OFFSHORE	10-05-2002	projet d'acquisition pour créer un géant de l'ingénierie parapétrolière. ENI renforce son activité d'exploration production (détient 43% de Saipem).

E.ON VEBA OEL	28-05-2002	E.ON vend ses 49% au britannique BP. Recentrage du groupe énergétique allemand. En contrepartie rachat d'une partie de Ruhrgas.
GDF	30-05-2002	obtient un permis offshore en Norvège acquisition de 30% d'un bloc, licence de production d'hydrocarbures en Norvège. Agip a les 70% restants.
GDF Ruhrgas Gazprom	07-06-2002	Bruxelles autorise la reprise des 49% de SPP par ces acteurs.
Statoil Centrica	10-06-2002	Accord de vente de 5 milliards de GN/an pendant 10 ans à British Gas Trading (filiale de Centrica).
Statoil ESB (électricien Irlandais)	10-06-2002	création ensemble de Synergen
E.ON POWERGEN (britannique)	12-06-2002	Reprise autorisée le 1-07-2002.
Preussag Energie GMBH	13-06-2002	l'Allemand Preussag annonce qu'il va céder sa filiale productrice de pétrole et gaz. Preussag devient TUI et vise à se recentrer sur le tourisme.
Tractebel EGASA EGESUR	14-06-2002	transaction lancée en vu de l'acquisition de ces deux centrales électriques péruviennes mais interrompue le 20-06-2002 sur fond de révolte populaire.
RDS KOGAS (Korea Gas Corp est la société publique Sud Coréenne)	21-06-2002	alliance stratégique prônée par RDS qui est en pourparlers pour prendre une participation dans cette entreprise sur les unités issues de la scission de la division importation et ventes en gros.
Edison Cereol	24-06-2002	Poursuit cession des activités non stratégiques : Cereol.

ENI EnBW (groupe énergétique allemand filiale à 34.5% de EDF) GVS (opérateur gazier allemand)	26-06-2002  28-06-2002	Projet de prise de contrôle de la cible, la reprise se fera grâce à une entreprise commune ENI/EnBW.  prise effective de contrôle. Opération de concentration sur le marché allemand. en attente de l'avis des autorités de la concurrence.
ELYO (filiale de Tractebel) BP	26-06-2002	Elyo acquiert l'activité de gestion énergétique et des utilités de BP.
ENDESA	1-07-2002	renonce à l'achat de 2 entreprises Néerlandaises de la municipalité de Eindhoven.
BP VEBA OEL	02-07-2002	reprend VEBA OEL en achetant les 49% d'E.ON. Feu vert de Bruxelles. BP nouveau champ de production King dans le golfe du Mexique.
Exxon Mobil RDS Gazprom (les 3 consortiums, 45%) Petrochina (50%) 5% pour le pétrolier chinois SINOPEC	02-07-2002	Accord entre pétroliers pour la construction d'un gazoduc en Chine opérationnel en 2004.
ENEL	03-07-2002	Signe un contrat de fourniture de gaz Russe pour 20 ans achat de 3 milliards de m <sup>3</sup> /an de GN acheté à Gazprom à compter de 2005. ENEL cherche à renforcer la diversification de ses sources d'approvisionnement, l'objectif étant d'importer 18 milliards de m <sup>3</sup> de gaz an d'ici 5 ans pour alimenter les centrales thermiques du groupe mais aussi vendre sur le marché Italien.

GDF	04-07-2002	Obtention d'un permis en Algérie Touat, dans le bassin de Sbaa. GDF devient ainsi pour la première fois opérateur en Algérie.
TFE	04-07-2002	Intéressé par le gaz en mer de Barentz, champ gazier de Shtokman il voudrait prendre part à 25% du consortium chargé de l'exploitation les Russes participant pour 50%.
E.ON Ruhrgas	05-07-2002	Obtention de l'autorisation ministérielle exceptionnelle de prendre le contrôle de Ruhrgas contre la décision de l'office des cartels. Le gouvernement demande en parallèle la cession de certains actifs.
TFE Petro (Norvège) Nork Hydro (Norvège) Marathon (Amérique)	05-07-2002	Accord conclu et donné par le ministère concernant le développement de nouveaux gisements en Norvège Skirne et Byggve avec TFE comme opérateur de ces permis dont il détient 40%.
REPSOL-YPF GAS NATURAL ENAGAS	05-07-2002	pour réduire sa dette veut céder 23% du capital de Gas Natural ; et de 65% d'Enagas.
ENI (via SAIPEM filiale cotée) BOUYGUES OFFSHORE	10-07-2002	Cession confirmée
GDF Ruhrgas	11-07-2002	finalisation du rachat de SPP Gazprom rentrera plus tard dans son capital.
GFU Commission européenne	17-07-2002	Système du GFU norvégien remis en cause. Statoil et Norsk Hydro acceptent de vendre du gaz individuellement.