

**ÉCOLE DU PÉTROLE ET DES MOTEURS
INSTITUT FRANÇAIS DU PÉTROLE
228-232, avenue Napoléon Bonaparte
92852 RUEIL-MALMAISON CEDEX
téléphone : 01 47 52 62 80 - télécopieur : 01 47 52 70 36**

Les majors pétroliers vers le multi-énergies : mythe ou réalité ?

Toni CAVATORTA

Maxime SCHENCKERY

Juin 2003

Les cahiers de l'économie - n° 54

Série Analyses et synthèses

La collection "Les cahiers de l'économie" a pour objectif de présenter des travaux réalisés à l'Institut français du pétrole, travaux de recherche ou notes de synthèse en économie, finance et gestion. La forme peut être encore provisoire, afin de susciter des échanges de points de vue sur les sujets abordés.

Les opinions émises dans les textes publiés dans cette collection doivent être considérées comme propres à leurs auteurs et ne reflètent pas nécessairement le point de vue de l'École du pétrole et des moteurs ou de l'IFP.

Pour toute information complémentaire, prière de contacter :
Denis **Babusiaux** - Tél. 01 47 52 62 80

Résumé

La déréglementation des marchés du gaz et de l'électricité et leur ouverture progressive offrent aux grandes compagnies pétrolières, en partie déjà présentes dans l'aval gazier, des possibilités de prendre position dans ces industries et de se transformer ainsi progressivement en groupes multi-énergies.

Ces opportunités seront-elles saisies ? Le débat est ouvert mais il reste difficile d'avoir à ce jour une opinion tranchée. Si la diversification vers le multi-énergies semble constituer une alternative intéressante pour les grands groupes pétroliers, elle reste soumise à de nombreuses conditions.

La spécificité de ces activités qui restent éloignées du "cœur de compétences" des majors pétroliers et leur niveau de rentabilité *a priori* en deçà de celle recherchée par l'actionnariat de ces groupes plaideraient plutôt pour le statu quo, même si l'existence d'une rente sur la production d'électricité à partir du gaz permet d'envisager le développement de cette filière.

En revanche, si la filière hydrogène, particulièrement dans le secteur des transports, devenait crédible et si l'énergie nucléaire parvenait à se banaliser grâce notamment au développement de réacteurs de taille réduite, cette diversification deviendrait alors probablement incontournable.

La déréglementation des marchés du gaz et de l'électricité et leur ouverture à la concurrence offrent aux grandes compagnies pétrolières une opportunité historique de prendre des positions dans ces industries, avec des possibilités de croissance vers de nouveaux marchés.

Les majors pétroliers sont présents de longue date dans l'amont du secteur gazier. Par contre l'aval de ce secteur et la production d'électricité restent pour ces groupes des stratégies opportunistes de valorisation de leurs productions. Qu'en sera-t-il demain ? Les fondements d'une stratégie de développement de l'aval gazier et de pénétration du secteur de l'électricité existent-ils ? Les compagnies pétrolières ont-elles un intérêt à pénétrer de manière significative ces nouveaux marchés ouverts à la concurrence et à se transformer ainsi progressivement en groupes multi-énergies ?

Le but du présent article sera, à partir de l'examen de la situation actuelle des grandes compagnies à la fois en matière de diversification énergétique et de structure financière, d'essayer d'analyser les perspectives de renforcement de cette évolution et l'éventualité d'arriver à plus ou moins long terme à la constitution de véritables groupes multi-énergies.

1 - Les groupes pétroliers, déjà présents dans l'aval gazier, s'intéressent désormais à l'électricité

1.1 - La présence des pétroliers dans l'aval gazier

La filière gazière européenne s'est progressivement intégrée verticalement de l'amont (production) vers l'aval (transport/distribution). Aussi, les principales sociétés de transport-commercialisation sont-elles des filiales de pétro-gaziers, à l'exception de Gaz de France en France (40 Gm³/an), de DISTRIGAZ en Belgique (15 Gm³/an) et d'ÖMV en Autriche (7,5 Gm³/an). Elles représentent environ 60 % du marché gazier global de l'Union européenne qui est de 360 Gm³/an.

Ainsi SHELL contrôle-t-il 25 % de Gasunie (Pays-Bas, 63Gm³/an), 25 % de Thyssengas (Allemagne, 13,5 Gm³/an). EXXON contrôle 50 % de BEB (Allemagne, 9 Gm³/an), 25 % de Gasunie. Le groupe ENI est le principal actionnaire de la SNAM (63 Gm³/an) tandis que Repsol contrôle plus de 45 % de l'espagnol Enagas (13,5 Gm³/an). Enfin, TOTAL contrôle 45 % de CFM et 70 % de GSO qui représentent respectivement 9 et 3,6 Gm³/an. Ces participations permettent aux producteurs d'assurer le placement de leurs ressources dans les meilleures conditions possibles tant en termes de débouché que de valorisation. Ces grandes compagnies pétrolières, déjà intégrées dans l'aval gazier européen, se trouvent également être les mieux placées pour promouvoir les nouveaux projets dont dépend la sécurité d'approvisionnement de l'Union européenne. Shell est ainsi opérateur de projets LNG au Nigeria et en Oman. BP et Repsol sont les principaux actionnaires de l'usine d'Atlantic LNG à Trinidad tandis que TOTAL est actionnaire de Qatargas (avec Mobil), de Nigeria LNG (avec Shell) et d'Abu-Dhabi LNG (avec BP). À plus long terme, ces compagnies, qui ont acquis des domaines miniers au Moyen-Orient ou dans le secteur de la mer Caspienne, pourraient jouer un rôle essentiel dans le montage de nouveaux projets d'exportation de gaz vers l'Europe.

Une logique appuyée sur une longue pratique impose toujours à ce type de projets de rester adossé à des contrats «take or pay» de long terme. En effet, l'obtention du financement de la participation détenue par les États producteurs ou leur compagnie nationale (dans le cadre de concessions ou de contrats de partage de production) n'est possible qu'avec en contrepartie la

signature de grands acheteurs institutionnels. De plus, l'importance des infrastructures à construire pour chacun des nouveaux contrats (notamment les terminaux GNL) impose également une garantie de fourniture à long terme. Même si sur le marché du pétrole les garanties qu'offrent les contrats de très long terme ont été abandonnées, il est probable que les pétro-gaziers imposeront le maintien de ces contrats.

1.2 - Au Royaume-Uni les pétroliers représentent 41% du marché du gaz pour les industriels

La présence des pétroliers dans le secteur gazier est une extension naturelle de leur activité de base dans l'exploration-production. En effet la décision de développer un champ gazier se fera uniquement en présence d'un débouché commercial assuré.

Précédemment, les clients des compagnies pétrolières étaient les entreprises de distribution de gaz en monopole réglementé sur les réseaux de distribution. L'ouverture à la concurrence de la commercialisation du gaz leur a permis de prendre des positions importantes directement avec le client final. Le Royaume-Uni constitue un exemple typique de cette prise de position : les pétroliers (TOTAL, SHELL et BP) ont une part de marché de 41 % du gaz vendu aux industriels.

Compagnies	Part de marché du gaz dans le secteur industriel
TOTAL	20 %
Powergen (Eon)	19 %
Britishgas trading (Centrica)	14 %
Shell	12 %
BP	9 %
NPower(Innogy-RWE)	8 %
GDF	7 %
Autres (< 3 %)	11 %

Source : BIP mars 2002

1.3 - Les compagnies pétrolières disposent de structures dédiées à la commercialisation de gaz et d'électricité.

Les grandes compagnies pétrolières ont adapté leurs structures pour pouvoir prendre en compte les opportunités de développement dans les secteurs du gaz et de l'électricité comme le montre le tableau ci-dessous.

BP	BP Energy	Vente de gaz, d'électricité et de dérivés de pétrole
SHELL	Shell Gaz Direct	Commercialisation de l'offre conjointe gaz/électricité à destination des industriels
TOTAL	TOTAL Gaz & Power	Trading et commercialisation de gaz et d'électricité
ENI	Italgas (fourniture), Snam ReteGas (transport), Eni Power (électricité)	À travers Italgas, ENI dispose d'un réseau d'agences et d'une marque à forte notoriété

Le cas de l'ENI est atypique. Il est le seul pétrolier à opérer de manière significative dans le secteur gazier et électrique et dispose en outre avec Italgas (dont il détient maintenant, à la

suite de l'OPA réalisée en 2002, la totalité du capital) et SNAM, des opérateurs historiques de la distribution et de la commercialisation du gaz en Italie.

De plus, le groupe italien a entrepris de nombreuses opérations de croissance externe dans le secteur gazier. La plus importante a eu lieu en 2002 en Espagne avec l'acquisition de 50 % d'Union Fenosa Gas pour un montant de 440 millions d'euros. Le major italien espère obtenir à moyen terme 15 % du marché du gaz espagnol.

L'ENI a également pénétré le marché allemand. Il a acquis en 2002, en partenariat avec EnBW par l'intermédiaire d'un joint venture, 95,62 % de GVS. La transaction s'est élevée à 720 millions d'euros. De plus, le groupe italien était déjà en 2001 entré dans le capital du hongrois Tigaz, le plus important distributeur régional du pays qui dessert 985 000 clients.

1.4 - Les chiffres d'affaires des pétroliers dans le gaz et l'électricité

Bien que représentant une part non négligeable du chiffre d'affaires, les secteurs de l'aval gazier et de l'électricité ne représentent cependant toujours pas une part significative du profit des compagnies pétrolières à l'exception toute relative de l'ENI (cf. supra).

La part représentée par ces activités dans le chiffre d'affaires prouve toutefois que l'existence d'une alternative multi-énergieS est bien présente comme le montre le tableau ci-après.

2001	C.A. GAZ	C.A. ELEC	Part du CA total	Part du résultat opérationnel	Part de la marge opérationnelle
BP en million USD	36 254		20,8 %	3,2 %	1,4 %
SHELL en million USD	15 721		11,6 %	3,2 %	3,4 %
TOTAL en million USD	Les données concernant le gaz et l'électricité sont consolidées avec les chiffres de l'amont.				
ENI en million euros	15 015	415	31,5 %	0,6 %	15,9 %

Sources : Rapports annuels - Eurostaf

2 - La production d'électricité à partir du gaz se développe : c'est le fondement de la convergence gaz-électricité

2.1 - Progressivement l'usage principal du gaz devient la production d'électricité

Au cours des trente dernières années, la consommation mondiale de gaz naturel a été multipliée par 2,3 atteignant plus de 2 400 milliards de mètres cubes (Gm3) en 2001. Les prévisions de croissance sont tout aussi spectaculaires, avec une consommation qui serait pratiquement multipliée par deux entre 2000 et 2020.

La première région consommatrice est l'Amérique du Nord (30 % de la consommation totale). Les États-Unis sont le premier consommateur mondial avec plus de 620 Gm3 en 2001. Suivent ensuite la CEI (22 %), l'Union européenne (20 %), la région Asie/Pacifique (13 %), le Moyen-Orient (8,5 %), l'Amérique centrale et du Sud (4 %) et l'Afrique (2,5 %). Sur le plan sectoriel, le gaz naturel est utilisé en Europe à 40 % dans les secteurs résidentiel et commercial (agriculture incluse), à 30 % dans l'industrie et à environ 25 % dans la production d'électricité. Cette répartition sectorielle est sensiblement valable pour l'Amérique du Nord. En revanche, pour la région Pacifique, plus de 50 % de la consommation de gaz naturel sert à la production d'électricité (cf. BIP, 18 mars 2003).

2.2 - La technologie de production d'électricité à partir du gaz est efficace économiquement

Comme le montre le tableau ci-dessous, en terme de coût d'investissement, le cycle combiné au gaz est de loin le plus avantageux et présente logiquement le temps de retour sur investissement le plus rapide. Il convient cependant de corriger le retour global sur investissement du nucléaire par le fait que la durée nominale de 30 ans doit dans la réalité être portée à 50 ans, voire au-delà.

Le nucléaire, sous l'hypothèse d'un taux d'actualisation à 8 % est plus compétitif en base principalement grâce à la faible part du coût du combustible dans le coût du KWH produit à partir de cette énergie. Le risque principal d'un projet de production d'électricité à partir du gaz consiste évidemment dans la grande volatilité du prix du gaz.

% du coût de production	Nucléaire	Gaz	Charbon
Investissement	62 %	18 %	36 %
Exploitation	18 %	10 %	18 %
Combustible	20 %	72 %	46 %
Coût de production en base (centimes d'euros par KWH)	3,15/3,23 *	2,92 / 4,29 **	3,66 / 4,03 ***
Coût de production sur 4000h (centimes d'euros / KWH)	5,00 (environ)	3,51 / 4,12	5,64 / 5,79
Durée de vie économique	30	25	30
Taux d'actualisation	8 %	8 %	8 %
Délais de construction	8 ans	2-4 ans	4-6ans

Sources : IFP, DGEMP-DIGEC 97⁽¹⁾

* REP 1450 MWe

** Hypothèse basse pour le prix du gaz / Hypothèse haute -i.e. Cycle combiné 650 MWe

*** Hypothèse basse pour le prix du charbon / Hypothèse haute -i.e. LFC 400 MWe

Aussi, sur un plan technico-économique, la production d'électricité à partir du gaz pourrait fort bien être le véhicule d'entrée des majors pétro-gaziers dans la production d'électricité. En effet, celle-ci présente une rente qui pour les groupes viendrait s'ajouter à celle provenant de leur activité amont.

(1) L'étude DGEMP-DIGEC de 1997 sur les coûts de référence de l'électricité est la dernière disponible. Une version 2003 pourrait être publiée à l'automne. Cependant, d'après les informations disponibles, cette étude confirmerait les grandes tendances de l'étude de 1997.

2.3 - Les pétroliers construisent des unités de production électrique en Europe

Quelques opérations réalisées en Europe par les compagnies pétrolières sur le marché électrique (voir tableau ci-dessous) semblent montrer que cette activité a désormais dépassé le simple stade expérimental.

Pays	Date	Compagnie	Opérations
Royaume-Uni	En cours	BP	Construction de deux centrales à cycle combiné à Great Yarmouth et dans la baie de Baglan
Italie	En cours	ENI	Construction de dix centrales à cycle combiné d'une puissance totale de 3760 MW
Italie	2001	ENI	Acquisition de 40 % de Societa Termica Milazzo, qui détient une centrale à gaz à cycle combiné de 145 MW
Italie	2001	TOTAL	Construction d'une centrale en cogénération de 800 MW près de Rome visant à alimenter en vapeur et en électricité une raffinerie détenue par TOTAL et par ERG Petroli. Le solde de la production électrique sera revendu sur le marché libre.

Source : IFP, Eurostaf

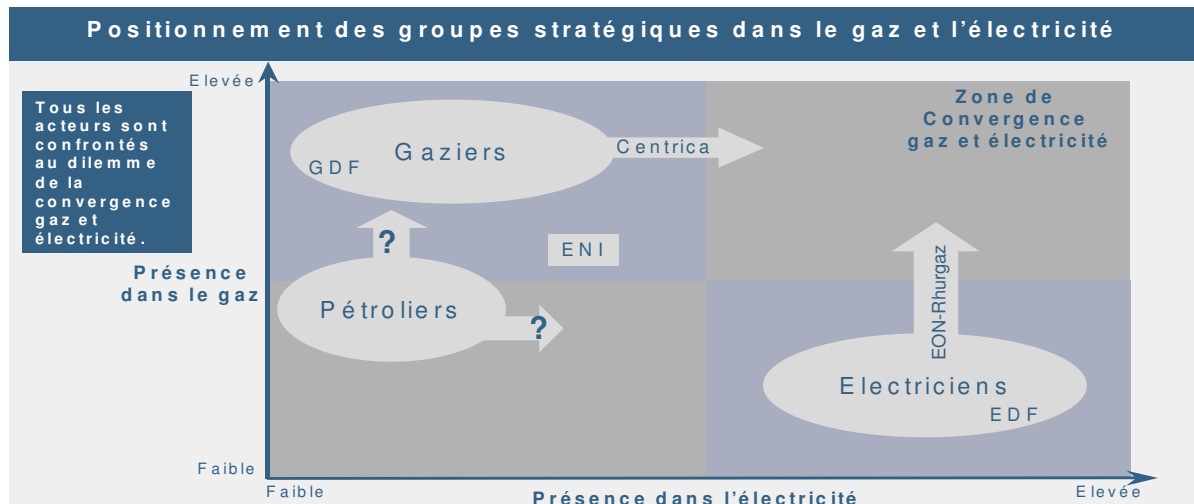
Les pétroliers commencent donc à prendre des positions sur le secteur électrique européen. Cette attitude relève toutefois d'une démarche d'opportunité (production pour leurs propres besoins, notamment par cogénération afin de satisfaire leur besoin de chaleur cf. TOTAL à Gonfreville).

En Italie, l'abandon du nucléaire, outre qu'il entraîne l'obligation d'importer, rend concurrentielle la production par cycle combiné. L'ENI, compte tenu de sa position dominante dans le paysage énergétique italien s'est donc positionné de manière significative sur ce secteur. Le développement par ce groupe de la génération d'électricité à partir du gaz vise directement une prise de part de marché dans le secteur électrique et va au-delà d'une simple stratégie d'opportunité.

3 - Les pétroliers disposent d'avantages compétitifs significatifs pour dominer le secteur gazier et pénétrer le secteur de l'électricité

3.1 - Une situation évolutive dans la convergence gaz-électricité

Depuis l'ouverture des marchés du gaz et de l'électricité, on observe un repositionnement des acteurs. Ainsi les gaziers entrent dans le secteur électrique et les électriciens EDF dans le



ENSPM Centre Economie Gestion

Avril 2003

secteur gazier. Le cas le plus caractéristique est celui du rapprochement EON-Rhurgaz où un électricien EON fusionne avec un groupe essentiellement gazier Rhurgaz. Le cas de Centrica, groupe gazier qui a remplacé ses parts de marché perdues dans le secteur gazier par la conquête de clients industriels dans l'électricité, mérite d'être cité.

3.2 - Les compétences des pétroliers sont "valorisables" dans la production d'électricité

En partant de positions significatives sur la vente de gaz industriel, les groupes pétroliers ont donc deux options : entrer sur le segment de la vente aux particuliers et aux professionnels de gaz ou entrer sur le secteur de l'électricité.

a - La vente de gaz aux particuliers et professionnels

L'avantage coût dont dispose les groupes pétroliers pour l'approvisionnement en gaz peut favoriser l'entrée sur le secteur de la vente aux particuliers et professionnels. Cependant les acteurs historiques de ce secteur (distributeurs de gaz et d'électricité issus des anciens secteurs réglementés) bénéficient de l'antériorité dans la relation avec leurs clients particulièrement dans le secteur de la vente aux particuliers/professionnels. L'évolution au Royaume-Uni a confirmé son caractère ultra concurrentiel. Les pétroliers disposent-ils des compétences nécessaires pour se positionner sur ce créneau et s'y maintenir ou pourront-ils rapidement les acquérir ?

Ce secteur se caractérisant par la vente à un nombre important de clients, le facteur clé de succès est la maîtrise des techniques de marketing et de gestion appropriées. Ainsi faudra t-il

créer et entretenir une marque, maîtriser les techniques de vente de type "grande consommation" et mettre en œuvre une différenciation en innovant dans le packaging de contrats de vente conjointe de gaz et de services. Ces éléments, clé du succès, sont assez éloignés des compétences des groupes pétroliers.

Sur un plan opérationnel, la constitution d'un portefeuille de clients peut se faire à l'aide de démarchage téléphonique et dans les supermarchés, en s'appuyant sur des offres promotionnelles. Le facteur de succès sera alors l'efficacité des systèmes de back office : la maîtrise des coûts opérationnels (acquisition ou administration de nouveaux clients, facturation, ...). La maîtrise de ces processus opérationnels particulièrement basés sur les techniques Internet et de "call center" est un des leviers de rentabilité. L'autre levier réside dans la mise en place de partenariats avec les acteurs de la grande distribution pour l'animation d'un réseau commercial et avec les acteurs du secteur installation et réparation-entretien pour les services associés.

Les majors pétro-gazières ne possèdent pas *a priori* ce type de compétences, éloigné de leur culture traditionnelle.

b - La production et la commercialisation d'électricité

Pour la vente d'électricité, une situation similaire à celle de la vente de gaz existe d'un point de vue concurrentiel pour l'approvisionnement des particuliers et des professionnels. L'analyse aboutit donc aux mêmes conclusions : les pétroliers ont peu de compétences dans le marketing de masse en situation très concurrentielle.

Par contre sur le secteur de la production d'électricité, les compagnies pétrolières semblent avoir une carte à jouer du fait d'une logique industrielle ayant des points communs avec celle de l'industrie pétrolière. Les groupes pétroliers commencent à se positionner dans le secteur de la production d'électricité à partir du gaz comme nous l'avons vu ci-dessus.

La réussite de ces projets repose sur une compréhension fine des grandes problématiques de la production de l'électricité : la gestion de projets technologiques de grande envergure, reposant sur l'analyse de critères géographiques voire géopolitiques et incluant la maîtrise du temps et de risques spécifiques. Une maîtrise suffisante dans l'exploitation de la rente différentielle sur des coûts de production et dans les rapports avec les pouvoirs publics sera également requise.

Chacune des exigences décrites ci-dessus paraissent maîtrisées, qui plus est dans un contexte plus international, par les grandes compagnies pétrolières. Elles ne constituent donc pas un handicap mais plutôt un atout à leur positionnement dans ce secteur, sous réserve d'une implication significative et d'un effort d'adaptation, notamment si le choix retenu est celui d'une croissance externe.

Il ressort donc de cette analyse succincte que si le "cœur" des compétences des majors pétroliers paraît bien adapté à la production d'électricité, il semble en revanche peu adapté à la commercialisation aux particuliers et professionnels, qu'il s'agisse de gaz ou d'électricité.

3.3 - Les pétroliers disposent de moyens financiers très importants

Les compagnies pétrolières disposent d'une capacité d'acquisition colossale par rapport aux autres acteurs de l'électricité et du gaz.

en 2001 et en millions d'euros	Disponibilités nettes *	Capacité d'échange par action **	Capacité totale d'acquisition
SHELL	70 911	95 952	166 863
BP	62 230	95690	157 920
TOTAL	25 245	51 904	77 149
ENI	21 185	26 540	47 725

Source : À partir de Eurostaf

* Fonds propres - endettement net

** Capacité d'acquisition par échange d'action ⁽²⁾

Ainsi la capitalisation boursière de EON ne représente que 20 % de la capacité brute d'acquisition de SHELL. Si l'ensemble des acteurs électriciens et gaziers européens disposent au maximum d'environ 100 milliards d'euros pour des acquisitions, les "majors" pétrolières disposent, elles, de capacités quatre fois supérieures.

Ces compagnies pétrolières ont donc les moyens d'effectuer des acquisitions d'envergure dans ce secteur sans pour autant négliger leurs autres activités.

3.4- La rentabilité des acteurs gaziers et électriques reste acceptable pour un pétrolier

Le taux de rentabilité des secteurs de l'électricité et du gaz est souvent cité comme insuffisant pour intéresser les compagnies pétrolières. Or, si cette rentabilité ne peut se comparer à celle des projets de l'amont pétrolier, elle apparaît à travers un simple examen du taux de marge nette (résultat net sur chiffre d'affaires, cf. infra) comme globalement comparable à la rentabilité moyenne des firmes pétrolières les plus importantes.

Taux de marge nette (en %)	1997	1998	1999	2000	2001
Moyenne pondérée des 9 acteurs gaziers et électriciens les plus rentables	4,6	6,2	.5	5,8	5,2
BP	6,2	4,7	6	8	4,6
SHELL	6,1	0,4	8,1	8,5	8
TOTAL	4,2	3,7	4,7	6,1	7,3
ENI	8,4	8,2	9,2	12	1,8

Taux de marge nette : résultat net sur chiffre d'affaires

Les taux de marge nette des deux secteurs semblent en contre cycle, ce qui paraît relativement logique. En effet, en cas de prix hauts sur le gaz les pétroliers ont des marges importantes et les autres acteurs de l'aval gazier et électrique ont des marges faibles et inversement.

(2) La capacité d'acquisition est ici définie comme représentant 49 % de la capitalisation de la fin d'exercice ce qui correspond à l'effet dilutif maximum que peuvent supporter les actionnaires s'ils veulent conserver le contrôle du nouvel ensemble.

Cette analyse montre que la rentabilité relativement modeste des activités de l'aval gazier et électrique n'est pas une condition suffisante pour exclure la pénétration des pétroliers dans ces secteurs.

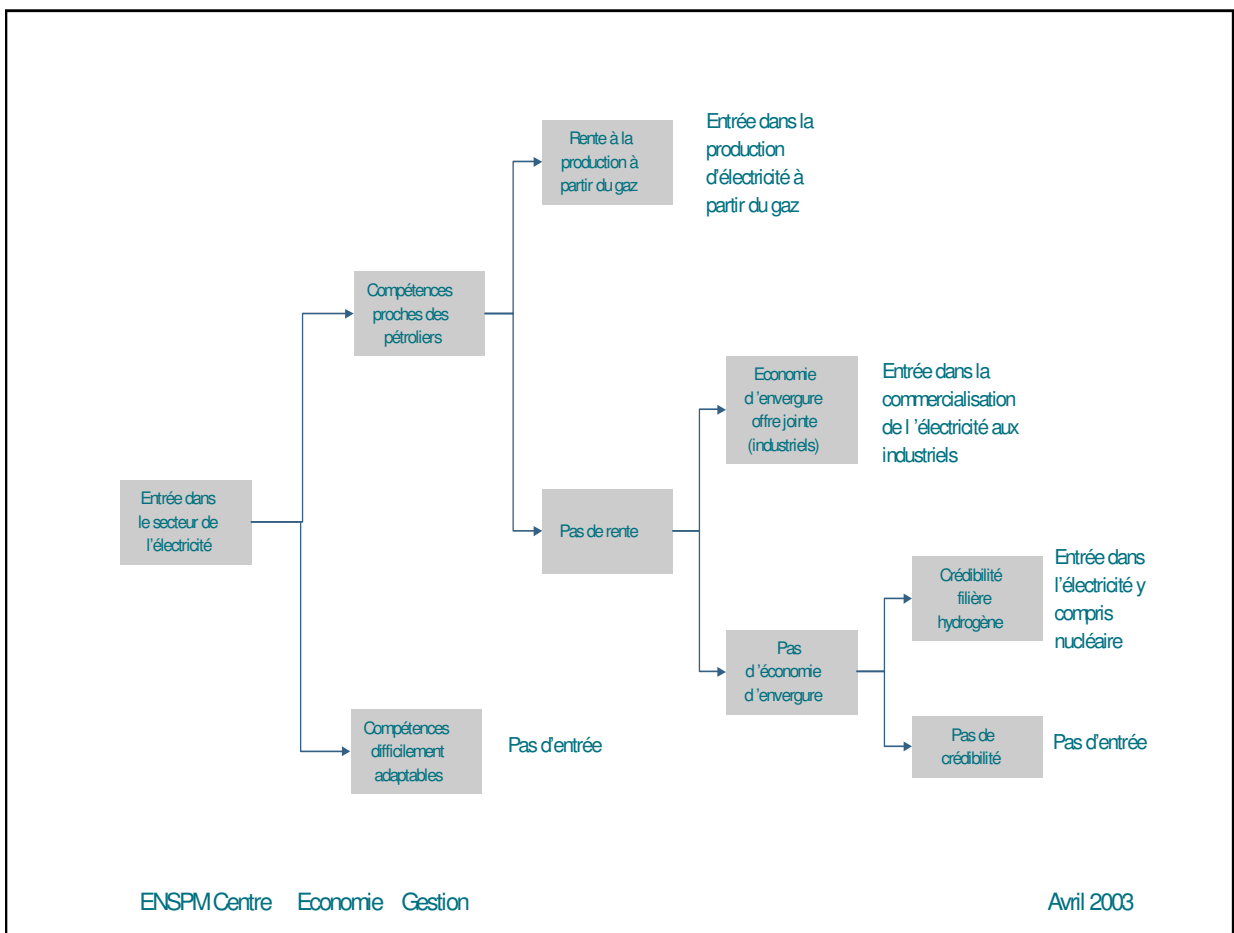
4 - La résolution du dilemme stratégique du secteur de l'électricité

4.1 - Les déterminants à l'entrée dans le secteur de l'électricité

L'ensemble des discussions précédentes a été synthétisé dans un arbre de décision (cf. infra). Une option supplémentaire a été créée pour prendre en compte les débats actuels sur le progrès technologique. Cette option est nécessaire suite à l'émergence de la filière hydrogène comme complément possible/substitut aux hydrocarbures dans le secteur du transport. Dans ce scénario, le monopole des pétroliers sur l'énergie utilisée dans les transports disparaît. Il devient nécessaire d'utiliser une source d'énergie primaire facilement transformable en électricité comme le nucléaire en remplacement/complément des hydrocarbures.

Ce scénario revient à imaginer que les électriciens constitueraient alors des acteurs incontournables sur ce secteur d'approvisionnement en énergie.

Il convient d'éliminer le scénario s'appuyant sur la pénétration dans le secteur de la commercialisation du gaz aux particuliers car celui-ci se situe trop loin des compétences des compagnies pétrolières. Le positionnement multi-énergies revient ainsi à évaluer les possibilités d'entrée des compagnies pétrolières dans le secteur de la production d'électricité, y compris dans celui de l'électricité nucléaire.



Les options stratégiques possibles restent donc :

- a - être présent uniquement sur la vente de gaz aux industriels, ce qui revient au statu quo et à l'exploitation de la rente d'extraction des ressources gazières ;
- b - entrer dans le secteur de l'électricité à partir de la production d'électricité à partir du gaz, par la cogénération, les cycles combinés ou les cycles complexes (dessalement de l'eau de mer) en se basant sur la rente offerte par les coûts de production d'électricité à partir du gaz ;
- c - entrer dans le secteur électrique à l'aide de partenariats sur la commercialisation d'offre jointe en cas d'économie d'envergure sur des offres jointes gaz électricité auprès des industriels ;
- d - compléter la quantité d'électricité visant à la production d'hydrogène par une production d'électricité nucléaire.

Muni de ce cadre d'analyse stratégique il est possible d'aborder chacune des solutions pour évaluer sa pertinence et ses probabilités de viabilité.

4.2 - Pertinence des options stratégiques

a - Le statu quo

Cette solution sera privilégiée dans le court terme pour deux raisons. La première est le besoin très important d'investissement dans le domaine amont et la seconde que libéralisation des marchés est encore loin d'être achevée.

b - La production d'électricité à partir du gaz

Cette solution sera privilégiée en cas de blocage politique sur la filière nucléaire (comme en Italie) et dans les pays en voie de développement disposant de ressources gazières situées à proximité. Il existe alors une rente différentielle par rapport aux autres technologies de production d'électricité. En effet les investissements sont relativement modestes et cette technologie est suffisamment flexible pour permettre une installation rapide quel que soit le contexte. L'existence d'une demande solvable pour l'électricité sera alors le critère déterminant.

La certitude concernant l'existence d'une rente à la production d'électricité rend cette stratégie prépondérante.

c - Partenariat commercial

Cette alternative est spécifique aux pays pour lesquels la production d'électricité à partir du gaz ne présente pas de rente particulière. La démonstration de l'existence d'économies d'envergure sur des offres conjointes gaz-électricité reste la pierre angulaire de cette solution. Si cette argumentation est logique (portefeuille de clients communs donc force commerciale partagée), ces économies d'envergure devront encore être suffisantes pour justifier des investissements conséquents. Cette alternative concernera donc uniquement les pays ayant atteint un certain niveau de développement.

d - La crédibilité de la filière hydrogène pour le transport

Cette option stratégique est relativement indépendante de l'existence ou non de rente et d'économie d'envergure. Elle repose sur la possibilité d'utilisation de l'hydrogène pour le secteur des transports, via la pile à combustible, ou sinon sur la production d'hydrocarbures de synthèse. Si cette possibilité est déjà démontrée techniquement, il reste à prouver sa viabilité à l'échelle industrielle que les experts estiment possible, voire probable, à l'horizon 2015. Une telle éventualité obligerait les majors pétroliers à investir massivement dans le secteur de l'électricité, y compris dans le domaine nucléaire.

Conclusions et perspectives

Cette première approche nous aura permis d'identifier une partie des alternatives qui s'offrent aux groupes pétroliers dans la diversification "multi-énergies". Si l'analyse doit être poursuivie et affinée, elle permet néanmoins de considérer que le multi-énergies constitue aujourd'hui une alternative possible pour un groupe pétrolier, que ce soit dans les pays en voie de développement disposant de ressources gazières ou dans les pays ne disposant pas de production d'électricité à partir du nucléaire.

Le mécanisme de rente dans l'industrie du gaz, l'existence d'économie d'envergure dans les offres jointes gaz-électricité et l'évaluation de la crédibilité d'une filière nucléaire/hydrogène généralisée sont les domaines dont il conviendra d'approfondir l'analyse. En amont de cet approfondissement, un certain nombre d'interrogations sont déjà présentes.

La première concerne le calendrier de cette évolution potentielle. Les groupes pétroliers entreront-ils de manière significative dans cette diversification dès maintenant ou attendront-ils la fin de la consolidation en cours entre les acteurs purement électriciens ou purement gaziers qui ne devrait plus tarder ? La gestion du risque pays viendra aussi compliquer cette problématique car le portefeuille d'un grand groupe international impose des choix en terme d'investissements, que ceux-ci se situent dans l'activité traditionnelle du groupe ou dans un domaine nouveau.

Les majors pétroliers devront également, selon l'importance et la rapidité de cette évolution, la faire accepter, notamment par leurs actionnaires de référence. En effet, même si la rentabilité des secteurs de l'aval pétrolier est beaucoup plus faible que celle de l'amont, ces actionnaires seront-ils prêts à sacrifier la sécurité d'une filière intégrée totalement maîtrisée à l'"aventure" du multi-énergies?

La seconde, et peut-être la plus importante de ces interrogations, concerne l'avenir de l'énergie nucléaire. Les contraintes environnementales et l'évolution à la fois des mentalités et des techniques, avec notamment le développement de réacteurs de taille réduite (175 à 200 MWe), entraîneront-elles une banalisation de cette énergie ? Si la réponse est positive, on peut légitimement penser que la disparition de la spécificité nucléaire, liée de plus au développement de la filière hydrogène, renforcerait les hypothèses d'évolution vers le multi-énergies.

Enfin une dernière contrainte concerne l'avis des autorités chargées du respect des règles de concurrence : quelle serait leur position s'il apparaissait qu'un ou plusieurs groupes multi-énergies contrôlent l'ensemble de la "chaîne énergétique" ? N'irait-on pas alors vers le risque d'abus de position dominante ? Cet aspect mérite d'être analysé en profondeur car les grandes compagnies pétrolières opèrent dans des zones économiques (Union européenne et États-Unis) où la concurrence est sévèrement contrôlée

Bibliographie

- 1 - Les stratégies de convergence gaz / électricité, Eurostaf, décembre 2002
- 2 - Synergie Gaz / électricité attractive pour l'environnement et option de moindre coût, J P Jonchère, Revue de l'énergie, n° 519, septembre 2000
- 3 - La structure des coûts de production des différentes filières énergétiques, P. Girard et al., Revue de l'énergie, n° 536, mai 2002
- 4 - La seconde phase de libéralisation des marchés du gaz de l'Union européenne : enjeux et risques pour le secteur gazier français, Toni Cavatorta, les cahiers de l'économie, n° 50, novembre 2002
- 5 - Incentive Regulation in Vertically Related Industries : welfare effects of industry structure and institutional coordination, Jorge Andres Ferrando Yanez, décembre 2002, Conférence THOR 2003
- 6 - Quelles énergies pour les transports au 21^{ème} siècle ? , Pierre-René Bauquis, janvier 2003

Déjà parus

CEG-1. D. PERRUCHET, J.-P. CUEILLE,

Compagnies pétrolières internationales : intégration verticale et niveau de risque.
Novembre 1990

CEG-2. C. BARRET, P. CHOLLET,

Canadian gas exports: modeling a market in disequilibrium.
Juin 1990

CEG-3. J.-P. FAVENNEC, V. PREVOT,

Raffinage et environnement.
Janvier 1991

CEG-4. D. BABUSIAUX,

Note sur le choix des investissements en présence de rationnement du capital.
Janvier 1990

CEG-5. J.-L. KARNIK,

Les résultats financiers des sociétés de raffinage distribution en France 1978-89.
Mars 1991

CEG-6. I. CADORET, P. RENO,

Élasticités et substitutions énergétiques : difficultés méthodologiques.
Avril 1991

CEG-7. I. CADORET, J.-L. KARNIK,

Modélisation de la demande de gaz naturel dans le secteur domestique : France, Italie, Royaume-Uni 1978-1989.
Juillet 1991

CEG-8. J.-M. BREUIL,

Émissions de SO₂ dans l'industrie française : une approche technico-économique.
Septembre 1991

CEG-9. A. FAUVEAU, P. CHOLLET, F. LANTZ,

Changements structurels dans un modèle économétrique de demande de carburant.
Octobre 1991

CEG-10. P. RENO,

Modélisation des substitutions énergétiques dans les pays de l'OCDE.
Décembre 1991

CEG-11. E. DELAFOSSE,

Marchés gaziers du Sud-Est asiatique : évolutions et enseignements.
Juin 1992

CEG-12. F. LANTZ, C. IOANNIDIS,

Analysis of the French gasoline market since the deregulation of prices.
Juillet 1992

CEG-13. K. FAID,

Analysis of the American oil futures market.
Décembre 1992

CEG-14. S. NACHET,

La réglementation internationale pour la prévention et l'indemnisation des pollutions maritimes par les hydrocarbures.
Mars 1993

CEG-15. J.-L. KARNIK, R. BAKER, D. PERRUCHET,

Les compagnies pétrolières : 1973-1993, vingt ans après.
Juillet 1993

CEG-16. N. ALBA-SAUNAL,

Environnement et élasticités de substitution dans l'industrie ; méthodes et interrogations pour l'avenir.
Septembre 1993

CEG-17. E. DELAFOSSE,

Pays en développement et enjeux gaziers : prendre en compte les contraintes d'accès aux ressources locales.
Octobre 1993

CEG-18. J.P. FAVENNEC, D. BABUSIAUX*,

L'industrie du raffinage dans le Golfe arabe, en Asie et en Europe : comparaison et interdépendance.
Octobre 1993

CEG-19. S. FURLAN,

L'apport de la théorie économique à la définition d'externalité.
Juin 1994

CEG-20. M. CADREN,

Analyse économétrique de l'intégration européenne des produits pétroliers : le marché du diesel en Allemagne et en France.
Novembre 1994

CEG-21. J.L. KARNIK, J. MASSERON*,

L'impact du progrès technique sur l'industrie du pétrole.
Janvier 1995

CEG-22. J.P. FAVENNEC, D. BABUSIAUX,

L'avenir de l'industrie du raffinage.
Janvier 1995

CEG- 23. D. BABUSIAUX, S. YAFIL*,

Relations entre taux de rentabilité interne et taux de rendement comptable.
Mai 1995

CEG-24. D. BABUSIAUX, J. JAYLET*,

Calculs de rentabilité et mode de financement des investissements, vers une nouvelle méthode ?
Juin 1996

CEG-25. J.P. CUEILLE, J. MASSERON*,

Coûts de production des énergies fossiles : situation actuelle et perspectives.
Juillet 1996

CEG-26. J.P. CUEILLE, E. JOURDAIN,

Réductions des externalités : impacts du progrès technique et de l'amélioration de l'efficacité énergétique.
Janvier 1997

CEG-27. J.P. CUEILLE, E. DOS SANTOS,

Approche évolutionniste de la compétitivité des activités amont de la filière pétrolière dans une perspective de long terme.
Février 1997

CEG-28. C. BAUDOUIN, J.P. FAVENNEC,

Marges et perspectives du raffinage.
Avril 1997

CEG-29. P. COUSSY, S. FURLAN, E. JOURDAIN, G. LANDRIEU, J.V. SPADARO, A. RABL,
Tentative d'évaluation monétaire des coûts externes liés à la pollution automobile : difficultés méthodologiques et étude de cas.
Février 1998

CEG-30. J.P. INDJEHAGOPIAN, F. LANTZ, V. SIMON,
Dynamique des prix sur le marché des fiouls domestiques en Europe.
Octobre 1998

CEG-31. A. PIERRU, A. MAURO,
Actions et obligations : des options qui s'ignorent.
Janvier 1999

CEG-32. V. LEPEZ, G. MANDONNET,
Problèmes de robustesse dans l'estimation des réserves ultimes de pétrole conventionnel.
Mars 1999

CEG-33. J. P. FAVENNEC, P. COPINSCHI,
L'amont pétrolier en Afrique de l'Ouest, état des lieux
Octobre 1999

CEG-34. D. BABUSIAUX,
Mondialisation et formes de concurrence sur les grands marchés de matières premières énergétiques : le pétrole.
Novembre 1999

CEG-35. D. RILEY,
The Euro
Février 2000

CEG-36. et 36bis. D. BABUSIAUX, A. PIERRU*,
Calculs de rentabilité et mode de financement des projets d'investissements : propositions méthodologiques.
Avril 2000 et septembre 2000

CEG-37. P. ALBA, O. RECH,
Peut-on améliorer les prévisions énergétiques ?
Mai 2000

CEG-38. J.P. FAVENNEC, D. BABUSIAUX,
Quel futur pour le prix du brut ?
Septembre 2000

ECO-39. S. JUAN, F. LANTZ,
La mise en œuvre des techniques de Bootstrap pour la prévision économétrique : application à l'industrie automobile
Novembre 2000

ECO-40. A. PIERRU, D. BABUSIAUX,
Coût du capital et étude de rentabilité d'investissement : une formulation unique de l'ensemble des méthodes.
Novembre 2000

ECO-41. D. BABUSIAUX,
Les émissions de CO2 en raffinerie et leur affectation aux différents produits finis
Décembre 2000

ECO-42. D. BABUSIAUX,
Éléments pour l'analyse des évolutions des prix du brut.
Décembre 2000

ECO-43. P. COPINSCHI,

Stratégie des acteurs sur la scène pétrolière africaine (golfe de Guinée).

Janvier 2001

ECO-44. V. LEPEZ,

Modélisation de la distribution de la taille des champs d'un système pétrolier, LogNormale ou Fractale ? Une approche unificatrice.

Janvier 2001

ECO-45. S. BARREAU,

Innovations et stratégie de croissance externe : Le cas des entreprises parapétrolières.

Juin 2001

ECO-46. J.P. CUEILLE,

Les groupes pétroliers en 2000 : analyse de leur situation financière.*

Septembre 2001

ECO-47. T. CAVATORTA,

La libéralisation du secteur électrique de l'Union européenne et son impact sur la nouvelle organisation électrique française

Décembre 2001

ECO-48. P. ALBA, O. RECH,

Contribution à l'élaboration des scénarios énergétiques.

Décembre 2001

ECO-49. A. PIERRU*,

Extension d'un théorème de dualité en programmation linéaire : Application à la décomposition de coûts marginaux de long terme.

Avril 2002

ECO-50. T. CAVATORTA

La seconde phase de libéralisation des marchés du gaz de l'Union européenne : enjeux et risques pour le secteur gazier français.

Novembre 2002

ECO-51. J.P. CUEILLE, L. DE CASTRO PINTO COUTHINO, J. F. DE MIGUEL RODRÍGUEZ*

Les principales compagnies pétrolières indépendantes américaines : caractéristiques et résultats récents.

Novembre 2002

ECO-52. J.P. FAVENNEC,

Géopolitique du pétrole au début du XXI^e siècle

Janvier 2003

ECO-53. V. RODRIGUEZ-PADILLA, avec la collaboration de T. CAVATORTA et J.P. FAVENNEC*

L'ouverture de l'exploration et de la production de gaz naturel au Mexique, libéralisme ou nationalisme

Janvier 2003

* une version anglaise de cet article est disponible sur demande