

Centre Economie et Gestion

Marchés gaziers du Sud-Est asiatique :
évolutions et enseignements

Eric DELAFOSSE

Juin 1992

Cahiers du CEG - n^o 11

ENSPM - Centre Economie et Gestion
228-232, avenue Napoléon Bonaparte, Boîte postale 311, 92506 RUEIL MALMAISON
CEDEX.

télécopieur : 33 (1) 47 52 70 66 - téléphone : 33 (1) 47 52 64 25.

La collection "Cahiers du CEG" est un recueil des travaux réalisés au Centre d'Economie et Gestion de l'ENSPM, Institut Français du Pétrole. Elle a été mise en place pour permettre la diffusion de ces travaux, parfois sous une forme 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'IFP ou de l'ENSPM.

Pour toute information complémentaire, prière de contacter :
Saïd NACHET (*Responsable de la publication*) tél. (1) 47 52 64 08

"Cahiers du CEG" is a collection of researchs realized within the Center for Economics and Management of the ENSPM, Institut Français du Pétrole. The goal of such collection is to allow views exchange about the subjects treated of.

The opinions defended in the papers published are the author(s) sole responsibility and don't necessarily reflect the views of the IFP or ENSPM.

For any additional information, please contact :
Saïd NACHET (*Editor*) tel. (1) 47 52 64 08

Résumé

Les marchés du gaz naturel se développent rapidement tant dans les pays développés que dans les PVD. C'est notamment le cas en Asie du Sud-Est. Les grands projets gaziers mis en oeuvre en Thaïlande et en Malaisie mettent en évidence l'intérêt que les PVD peuvent avoir à exploiter leurs ressources en gaz ; une possibilité récemment ouverte par la technologie des centrales électriques à cycle combiné. Le marché du GNL exporté vers les pays industrialisés de la région se développe cependant beaucoup plus vite que les marchés intérieurs des PVD détenteurs des réserves (ou localisés à proximité) ; cela malgré l'attrait économique de l'option d'utilisation domestique. Il est de ce fait probable que le premier groupe de pays consommera l'essentiel de la ressource. La cause essentielle en est le caractère inopérant du cadre organisationnel de la filière de génération d'électricité à partir du gaz naturel. Il convient de modifier ce cadre du fait de l'importance des coûts de transaction qu'il engendre.

Abstract

Natural gas markets are growing fastly in developed and developing countries, especially those of South-East Asia. Large natural gas projects from Thailand and Malaysia show the economic interest of such developments which are now possible because of the performances of combined cycle electricity generating plants.

However, LNG markets of industrialized South East Asian countries are growing faster than domestic markets of local developing countries, and will use most of the resource. This mostly because of a bad organization framework is running the Industry of electricity generation using natural gas. Changes have to be done to cope with this difficulty in order to reduce transaction costs.

Marchés gaziers du Sud-Est asiatique : évolutions et enseignements

Le contexte et les évolutions observés dans le Sud-Est asiatique constituent des objets d'analyse privilégiés pour l'identification des facteurs de développement des marchés du gaz naturel à l'échelle de la planète. Après avoir explicité la croissance des consommations nationales dans la région, tant dans les pays industrialisés que dans les PVD, nous verrons ce qui en découle du point de vue de la dynamique régionale des échanges de gaz naturel. Cette analyse nous conduira à détailler l'intérêt et les conditions d'un recours accru au gaz naturel dans les PVD. Au terme de cette démarche l'obstacle fondamental aux développements gaziers dans ce groupe de pays sera mis en évidence.

1 Le développement des marchés nationaux

Dans les pays industrialisés comme dans les PVD les marchés du gaz naturel se sont fortement développés durant la seconde moitié de la décennie 80. Cette tendance devrait se renforcer.

1.1 Dans les pays industrialisés de l'Est asiatique

Ressource relativement abondante, dans le Sud-Est asiatique, dans la partie orientale de l'Ex-URSS et dans le monde, le gaz naturel est une énergie appréciée qui devrait voir sa part dans le bilan énergétique japonais s'accroître significativement au cours des deux décennies à venir. Placés dans un contexte comparable la Corée du Sud, Taïwan, Singapour et Hong Kong constituent pour le gaz naturel des nouveaux marchés en pleine expansion.

Au cours des deux dernières décennies la consommation de gaz naturel au Japon s'est accrue à un rythme soutenu pour représenter 10% du bilan énergétique national en 1990. L'impératif de diversification des approvisionnements en énergie, trois fois réaffirmé à l'occasion de tensions survenues sur le marché pétrolier ainsi que la volonté de limiter la pollution atmosphérique ont motivé cette évolution ; ils constituent, avec l'objectif d'amélioration de l'efficacité énergétique des usages, deux des dimensions fondamentales de la politique énergétique actuelle du Japon. Pour faire face à l'accroissement de la consommation d'énergie primaire au cours des vingt prochaines années la stratégie envisagée consiste en un recours plus important au nucléaire, à l'hydro-électricité et au gaz naturel ; la quantité d'énergie additionnelle obtenue de l'atome serait *double* de celle fournie par le GNL. Ces anticipations sont toutefois d'ores et déjà remises en question car la priorité donnée au nucléaire pour la génération d'électricité mécontente l'opinion publique. Par ailleurs les centrales à gaz, notamment les cycles combinés, peu polluantes et économiquement performantes¹ sont préférées aux unités fonctionnant avec de l'uranium ou du charbon. D'autre part la consommation de gaz naturel dans les secteurs résidentiel-tertiaire et industriel, soit 23% de l'approvisionnement de GNL en 1989, devrait plus que doubler à l'horizon 2010. La poursuite de la conversion au gaz naturel des

1 - Pour une description de cette technologie, se reporter à J.M. Mérigoux (1992) ; confère J.P. Jonchère (1992) et B.W. Gainey (1992) pour une analyse des performances économiques de ces centrales.

compagnies de distribution de gaz de ville, l'éventuelle installation d'un réseau national de gazoducs, la mise en oeuvre de plusieurs programmes de développement des usages² et le faible niveau actuel de pénétration du gaz dans le résidentiel-tertiaire plaident en ce sens.

La Corée du Sud importe du GNL depuis 1986 ; environ trois millions de tonnes ont été consommés en 1991 dont 60% pour la génération d'électricité. L'accessibilité du gaz naturel, pour l'instant limitée aux environs de Séoul sera progressivement étendue à une grande partie du territoire. Cela à mesure que seront réalisées les six étapes de la pose d'un vaste réseau de transport-distribution qui devrait être achevé en 1999 et qui totalisera alors 1600 km de conduites ; le gaz serait ainsi acheminé dans toutes les grandes villes. Pour approvisionner ce système la capacité d'importation sera portée à 10 Mt/an voire 13 Mt/an à la fin du siècle dont 50% à 60% seraient utilisés pour la génération d'électricité puisque 6,3 GW de cycles combinés auront été installés en 1995. Comme dans le cas du Japon, ces anticipations pourraient toutefois être dépassées, notamment du fait des incertitudes relatives à l'applicabilité du programme d'implantation massive de centrales nucléaires conçu par KEPCO (Korea Electric Power Corp.).

Taiwan s'est doté d'une capacité d'importation de GNL de 1,5 Mt/an en 1990 et compte la porter à 4,5 Mt/an en 1995. Le secteur électrique n'utilise pour l'instant que 0,5 Mt/an, 1 Mt étant transmis au Nord du pays où un réseau de distribution préexistant à l'introduction du GNL permet de satisfaire une demande en forte croissance. La demande d'électricité (rationnée depuis le début de la décennie) continue de croître à un rythme soutenu conduisant Taipower à prévoir de doubler sa capacité de production dans les dix ans à venir. Ce qui sera fait en installant des centrales hydroélectriques, nucléaires et surtout des centrales à gaz ; les unités à gaz devraient totaliser 8,6 GW en l'an 2000. La consommation de GNL du secteur électrique s'élèverait de ce fait à 4,5 Mt en 2001, cette énergie devant être introduite dans le pays grâce à l'installation d'un second terminal méthanier.

Singapour, idéalement placé entre la Malaisie et l'Indonésie, à proximité de ressources gazières importantes s'est engagé depuis 1990 dans un vaste programme visant à substituer du gaz naturel aux produits pétroliers dans la génération d'électricité. La capacité totale de production devrait atteindre 6,5 GW à la fin du siècle, la quasi-totalité des centrales étant alors susceptible de fonctionner au gaz naturel. Par ailleurs le réseau de distribution de gaz manufacturé est modifié et étendu pour favoriser la pénétration du gaz naturel dans les secteurs résidentiel-tertiaire et industriel.

Hong Kong envisage l'installation d'une centrale électrique à gaz de 6 GW, le gaz serait acheminé par gazoduc depuis l'île chinoise de Hainan. L'importation de GNL est une option alternative envisagée pour l'introduction du gaz naturel. Comme Singapour, Hong Kong possède une industrie du gaz manufacturé ancienne et bien développée qui voit la demande lui étant adressée, 400 Mcf/j (millions de *cubic feet* par jour) gonfler au rythme annuel de 10% : une raison supplémentaire pour introduire le gaz naturel.

2 - Le développement de la cogénération dans l'industrie pourrait être important si l'intention déclarée des compagnies électriques de racheter les surplus d'électricité des producteurs indépendants devenait réalité. La mise en place de réseaux de piles à combustible de quelques MW fonctionnant en cogénération, le développement de la technologie de la climatisation par absorption ou encore l'introduction prévue pour l'an 2000 de vingt mille véhicules fonctionnant au GNC (Gaz Naturel Comprimé) sont les meilleurs exemples de ce type de programmes.

1.2 Dans les PVD du Sud-Est asiatique

Les PVD de la région disposent de réserves gazières importantes (Indonésie et Malaisie) ou non-négligeables (Papouasie Nouvelle-Guinée, Brunéi, Myanmar, Thaïlande) et d'une manière générale les perspectives de découverte de ressources additionnelles sont excellentes. Dans les années récentes, deux de ces pays (Malaisie et Thaïlande) se sont dotés d'infrastructures permettant l'utilisation de leurs ressources en gaz naturel non-associé pour la consommation domestique dans les secteurs électrique et industriel.

La Malaisie a construit sa première centrale à cycle combiné (900 MW, 1983) dans le cadre d'un vaste programme d'édification d'une industrie gazière comprenant trois phases dont seule la dernière reste à réaliser (achèvement en 1995). Le réseau de transmission (730 km de gazoducs, 840 M\$ d'investissements) reliera entre elles toutes les grandes villes de la Malaisie péninsulaire et approvisionnera six centrales électriques qui permettront au gaz naturel de fournir environ 75% du besoin en énergie pour la génération d'électricité en 1995. L'installation de ce réseau devrait permettre l'élévation de la consommation de gaz naturel dans les secteurs industriel et résidentiel-tertiaire à plus de 300 Mcf/j en 2000. La part du gaz naturel dans le bilan énergétique national devrait atteindre 40% en 1995 (elle était de 19% en 1985). L'intensification de l'utilisation domestique des ressources de gaz naturel permet au pays, dont le PIB croît au taux annuel de 8%, de prolonger son autosuffisance pétrolière menacée à l'horizon 2010.

En Thaïlande l'exploitation (depuis 1981) de réserves de gaz naturel à des fins de génération d'électricité a permis d'introduire cette énergie dans le bilan énergétique national à hauteur de 15% en 1989. La décennie 90 verra cette part augmenter de manière significative car ce sont des centrales à gaz qui, pour l'essentiel, permettront de faire face à une croissance annuelle attendue de la demande de pointe supérieure à 10%. A cette fin 4000 MW de cycles combinés et 1200 MW de centrales duales gaz/fioul seront installées dans le courant de la décennie tandis que le potentiel d'approvisionnement (domestique et extérieur) en gaz sera augmenté. La pénétration du gaz dans le secteur industriel devrait être assurée par la mise en place d'un système de distribution fournissant, en l'an 2000, une demande supérieure à 200 Mcf/j.

En Indonésie l'exploitation commerciale du gaz naturel se développe réellement depuis 1977, lorsqu'ont débuté les exportations de GNL. La politique énergétique nationale mise en oeuvre dans les années 80 considérait que seule l'exportation de GNL constituait un débouché possible pour le gaz non-associé. Une partie du gaz produit à cette fin pouvant être réorienté vers des industries de base installées à proximité. A la fin des années 80 cette perception des potentialités d'utilisation du gaz naturel a évolué pour plusieurs raisons : avec la prise de conscience du caractère limité des ressources de pétrole (l'Indonésie pourrait devenir importateur net de ce produit aux alentours de l'an 2000), l'émergence de la technologie du cycle combiné et enfin l'exemple des voisins Malais et Thaïs. Confrontée à un problème de sévère rationnement d'une demande d'électricité en forte croissance couplé à un problème de rareté du capital nécessaire au développement de la capacité de production d'électricité, l'Indonésie envisage depuis peu l'installation de cycles combinés. L'allocation des réserves de gaz de Java, de Sumatra (Sud) voire, à plus long terme, de Kalimantan (Est) à la production d'électricité constitue une option particulièrement attrayante pour faire face à ces difficultés.

Une centrale de 1650 MW vient d'être construite bien que son approvisionnement en gaz ait nécessité la mise en exploitation d'un gisement de gaz non-associé (situé à l'Est de Java) et la pose d'un gazoduc offshore de 420 km. A l'Ouest de Java la pose d'un gazoduc offshore de 73 km permettra l'approvisionnement des secteurs électrique et industriel dans cette partie de l'île où des centrales fonctionnant au fioul sont converties pour pouvoir brûler du gaz naturel et où une centrale à cycle combiné de 1350 MW est installée. Le gaz pourrait également être consommé avec profit dans les secteurs des petites et moyennes industries et du résidentiel/tertiaire : l'implantation d'un système intégré de transmission du gaz naturel couvrant l'île de Java est envisagée. Le marché des petites et moyennes industries y représenterait environ 250 Mcf/j en 2000 et pourrait se développer rapidement au delà de cette date. Les industries de base (notamment la pétrochimie) représentent un débouché en forte expansion jusqu'en l'an 2000, la demande correspondante serait alors de l'ordre de 400 Mcf/j. D'autres projets d'utilisation domestique du gaz naturel sont à l'étude, notamment sur Sumatra.

Cette évolution des consommations de gaz naturel pose la question de savoir comment les pays industrialisés importateurs de GNL et les PVD détenteurs des réserves gazières se partageront la ressource régionale.

2 La dynamique des échanges régionaux

Les qualités des centrales à cycle combiné et l'importance des réserves gazières (prouvées et possibles) rendent probable la croissance de la consommation de gaz dans la région. Alors que General Electric prévoit que la zone Asie-Pacifique représentera 35% du marché mondial des centrales électriques de la décennie 90 (soit 310 TW), les centrales à gaz s'imposent de par leurs performances économiques tout en apportant des avantages importants des points de vue de la limitation des émissions polluantes (vis à vis du charbon) et de la sécurité (vis à vis du nucléaire). Les perspectives de pénétration du gaz naturel dans les bilans énergétiques des pays industrialisés d'Asie du Sud-Est sont excellentes ; pourtant la quasi-totalité de ces pays dépendent d'*approvisionnements coûteux en GNL*. Les prix CIF de cette énergie pratiqués dans la région sont de l'ordre de 4 \$/MBTU (million de *British thermal Unit*) et compte tenu du coût de la regazéification le prix de revient du gaz est de l'ordre de 4,4 \$/MBTU. De plus, les gisements devant être mis en exploitation pour satisfaire la demande future de GNL seront plus coûteux à développer que les ressources actuellement utilisées. Les acheteurs potentiels se donnent toutefois les moyens d'y avoir accès en investissant dans les activités amont de la chaîne gazière³ et en se déclarant prêts à payer pour les avantages spécifiques du gaz naturel. D'autre part le potentiel de consommation des pays de l'ASEAN⁴ est important. Un scénario construit par la compagnie TOTAL envisage la multiplication par quatre de la production commercialisée de l'ASEAN entre 1986 et 2020 ; la part consommée sur le marché intérieur s'élevant dans le même temps de 31% à 67%⁵. La réalisation d'un tel scénario, au demeurant très attrayant du point de vue de la contribution des ressources gazières au développement économique de ces pays, se heurte toutefois aux *contraintes de développement* des marchés domestiques. Le projet de gazoduc trans-ASEAN permettrait la réalisation des échanges au sein de la zone mais il est peu probable qu'il aboutisse du fait de son coût, des risques qui l'accompagneraient et de l'insuffisante détermination des conditions d'offre et de demande. De plus les difficultés de négociation entre les différents pays semblent réhébitoraires. La figure 1 confronte l'évolution observée des exportations (brutes) et de la consommation intérieure (aisément anticipables jusqu'en l'an 2000⁶) aux scénarios de l'E.N.I. (promoteur du projet de gazoduc trans-ASEAN) et de TOTAL qui privilégient tous deux la consommation intérieure de la zone.

3 - La Corée du Sud construit des navires méthaniers, Taïwan achète des ressources en terre en Indonésie et le Japon se prépare à investir dans de nouveaux projets de GNL.

4 - *Association of South East Asian Nations* : regroupe le Brunei, l'Indonésie, la Malaisie, les Philippines, Singapour et la Thaïlande. Les trois PVD gaziers de la région en font partie et l'essentiel des ressources en gaz naturel régionales y sont localisées.

5 - Confère M.R. Mukhtar (nov. 1991). Scénario correspondant à une pénétration du gaz naturel dans le bilan énergétique de l'ASEAN telle que la part de cette énergie serait de 25% en 2020.

6 - Les exportations sont estimées en faisant l'hypothèse d'une extension maximale des capacités de production sur les sites actuels de liquéfaction. La consommation intérieure est estimée sur la base des plans de développement nationaux.

Cette confrontation révèle une évolution vers un partage de la ressource en *faveur des pays importateurs de GNL*. Il est en effet fort peu probable, compte tenu de la dynamique de consommation (de GNL provenant notamment de l'ASEAN) observée dans les pays industrialisés, que la tendance observée entre 1986 et 2000 n'aboutisse à une allocation favorable à la consommation domestique tel qu'envisagé par l'ENI et par TOTAL dans leurs scénarios.

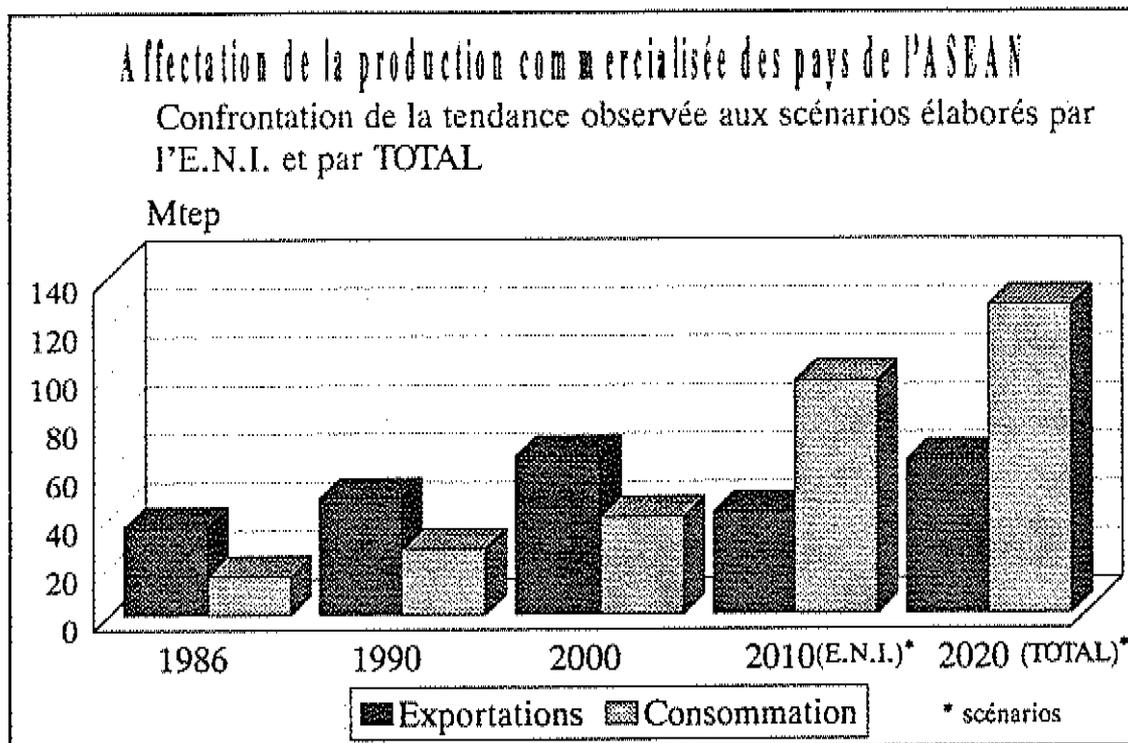


figure 1

L'émergence d'un vaste marché gazier au sein de l'ASEAN ne pouvant être orchestrée par les gouvernements, c'est en réalité sous la forme de développements nationaux et d'échanges bilatéraux que se développeront les marchés du gaz naturel dans les PVD. Cela sous la pression des intérêts économiques apparaissant au fur et à mesure que se préciseront les potentiels d'offre et de demande des différents pays.

3 Les atouts du gaz naturel dans certains PVD

Les performances économiques des cycles combinés entraînent d'importantes évolutions dans les pays industrialisés où les différentes parties prenantes de la filière de production d'électricité à partir du gaz naturel tâchent de tirer profit de la rente ainsi créée (cf. J.P. Jonchère, 1992). Dans les PVD, la rente est plus importante encore : d'une part parce que des ressources gazières peu coûteuses à exploiter s'y trouvent, d'autre part parce que les cycles combinés y présentent des avantages supplémentaires. Le contexte dans lequel ces avantages peuvent être exploités doit toutefois être précisé : tous les pays ne peuvent en profiter.

combinés y présentent des avantages supplémentaires. Le contexte dans lequel ces avantages peuvent être exploités doit toutefois être précisé : tous les pays ne peuvent en profiter.

3.1 Une énergie performante d'accès facile

L'exploitation de gisements de gaz naturel pour la génération d'électricité en base s'avère être l'option la moins coûteuse pour un coût de revient économique du gaz inférieur à 4 \$/MBTU or celui-ci, dans le cas du gaz produit en mer en Asie du S.E. est compris entre 0,35 \$/MBTU et 0,6 \$/MBTU tandis que le coût du transport, lorsqu'un débouché domestique suffisant existe, est compris entre 0,4 \$/MBTU et 1,4 \$/MBTU⁷. Cela dégage une rente supérieure à 2 \$/MBTU (souvent de l'ordre de 3 \$/MBTU) susceptible d'être partagée entre les différentes parties prenantes de tels schémas de développement ; les risques pris, notamment, devant être rémunérés. Il est important de noter qu'il existe une prime à l'utilisation domestique du gaz : les coûts comparés du transport à destination du marché domestique avec ceux de la filière GNL révèlent un écart supérieur à 1 \$/MBTU et quelquefois proche de 2 \$/MBTU en défaveur de cette dernière. Par ailleurs la valeur netback du gaz s'élève lorsque le mode d'utilisation des centrales évolue de la base vers la demi-base. Il est ainsi possible de satisfaire une demande industrielle en progression régulière dans des conditions économiques optimales, les centrales à cycle-combiné assurant le "bouclage" et garantissant par conséquent l'utilisation des capacités de production et de transport installées.

3.2 Des avantages supplémentaires

Grâce à ce nouveau marché cette énergie, auparavant privée de débouchés commerciaux du fait des économies d'échelle importantes caractérisant son transport et sa distribution, est aujourd'hui considérée comme une option énergétique de premier plan pour les PVD pouvant y avoir accès. Cela pour plusieurs raisons.

Tout d'abord parce que l'objectif de diversification des approvisionnements est, dans ces pays, prioritaire du fait d'un degré de dépendance pétrolière élevé (71% pour les pays de l'ASEAN en 1990) ; ce qui prend une importance considérable dans un contexte de croissance soutenue du PIB et de raréfaction de la ressource pétrolière régionale (le ratio R/P de l'ASEAN est de 15 ans). Or les centrales à gaz présentent deux avantages de ce point de vue. D'une part elles permettent la substitution directe du gaz au fioul dans d'excellentes conditions. D'autre part, elles autorisent l'implantation d'un système de transport du gaz aboutissant à proximité des zones de consommation, ce qui rend possible la substitution des produits pétroliers consommés par les industriels et les particuliers.

Ensuite parce qu'une forte contrainte d'accès au capital limite la réalisation des investissements massifs suscités par la demande d'électricité. Or les cycles combinés sont moitié moins coûteux en investissement que les centrales au charbon avec désulfuration des fumées.

Enfin, parce que les PVD recherchent une progression rapide de leurs PIB et l'établissement des fondements d'une croissance industrielle soutenue dans le long terme. Or la mise à disponibilité d'un gaz naturel à faible coût de revient permet : de moderniser les industries et

7 - Dans le cas de l'acheminement d'un gaz offshore éloigné (400 km) et considérant un gazoduc de 750 Mcf/j de capacité (de quoi approvisionner 4,5 GW de cycles combinés) amorti sur 15 ans et utilisé à 60% de sa capacité, le coût de revient économique du transport est de l'ordre de 0,6 \$/MBTU (taux d'actualisation de 12%).

d'améliorer leur compétitivité (cf. les usages "à haute valorisation" du gaz) ; d'établir des industries de base produisant les matières premières toujours très demandées durant les périodes d'industrialisation rapide (pétrochimie notamment mais aussi acier voire ciment) et dans les pays encore essentiellement agricoles (engrais)⁸ ; d'accéder immédiatement ou dans le futur à des technologies nouvelles (cogénération, véhicules au gaz naturel, climatisation par absorption, piles à combustibles) ; de produire des G.P.L., une énergie très demandée dans les PVD du fait de la dispersion de l'habitat et de la faible part des énergies de réseaux.

3.3 Le contexte requis

La contrainte principale à la mise en oeuvre de tels projets concerne l'existence d'un débouché suffisant dans le secteur électrique. Une consommation de l'ordre de 100 Mcf/j pouvant être considérée comme le minimum pour un transport sur moyenne distance à un coût acceptable (1,2 \$/MBTU pour une distance d'environ 500 Km et un taux d'utilisation du gazoduc de 60%). Une telle quantité correspond à la production sur vingt ans de deux gisements de $10 \cdot 10^9$ m³ et à la consommation en base de quatre centrales à cycle combiné de 150 MW⁹. On considère généralement que la puissance maximale d'une centrale intégrée dans un réseau électrique s'élève au dixième de la puissance cumulée des moyens de production fournissant ce réseau. Cela signifie que l'hypothèse que nous étudions concerne les pays possédant un système électrique dont la puissance totale installée est supérieure à 1500 MW, c'est à dire vingt PVD¹⁰ dont dix pays d'Asie et du Moyen-Orient (Bangladesh, Chine, Corée du Nord, Indonésie, Malaisie, Pakistan, Philippines, Syrie, Thaïlande et Turquie). C'est notamment pour cette raison que le Myanmar, la Paouasie-Nouvelle Guinée et d'autres pays potentiellement gaziers (Vietnam, Cambodge) doivent envisager d'exporter une partie de leur ressource en gaz non-associé s'ils désirent initier le développement d'une industrie gazière¹¹.

8 - L'introduction d'industries de base, quand elle est accompagnée des mesures adéquates favorisant l'établissement d'industries avales à bon escient, est de plus susceptible d'induire des effets d'entraînement favorisant les transferts de technologie, l'acquisition de savoir faire et la croissance économique.

9 - Les cycles combinés de 150 MW ont d'excellentes performances. Ce n'est pas le cas des centrales thermiques classiques qui requièrent des puissances de l'ordre de 500 MW pour bénéficier d'un effet de taille suffisant.

10 - A moyen-long terme, les PVD élèveront toutefois leur taux d'électrification ; celui-ci est en effet actuellement très faible : le pourcentage des individus disposant d'électricité est estimé à 30% en Amérique Latine, à 20% en Asie et à 10% en Afrique.

11 - L'exploitation de petits gisements situés à proximité immédiate des marchés est toutefois possible dans ce type de pays, y compris pour la génération d'électricité à l'aide de turbines à gaz ou de cycles combinés.

4 Conditions de rentabilité

La rentabilité des projets est réduite par les contraintes qu'impose la bonne gestion du secteur électrique. Elle n'est toutefois que peu soumise aux incertitudes lorsque la règle d'utilisation maximale des capacités est respectée.

4.1 Contraintes d'introduction des centrales à gaz

Les performances intrinsèques des cycles combinés ne suffisent pas à justifier leur introduction dans le parc de centrales d'un pays donné à un moment donné car c'est l'optimisation économique de l'ensemble des moyens de production qu'il convient d'effectuer. En effet, l'ajout pur et simple de centrales d'une puissance totale suffisante pour permettre l'utilisation des quantités de gaz produites induirait soit une surcapacité de production soit le déclassement prématuré d'équipements. D'autre part, les cycles combinés ne peuvent consommer d'hydrocarbures lourds dans de bonnes conditions¹² ce qui signifie qu'une rupture d'approvisionnement en gaz naturel ou une augmentation de son prix aurait un effet pénalisant sur les coûts supportés.

La solution au premier de ces problèmes consiste à convertir des centrales au fioul en centrales duales fioul-gaz. Cette option de conversion d'unités existantes a le mérite d'apporter une solution au second problème posé puisque les centrales sont duales. En sus des unités converties, les centrales classiques duales peuvent être préférées aux cycles combinés pour éviter que ces derniers ne représentent une part trop importante de la capacité de production, ce qui ferait peser un risque important sur le coût du combustible en cas de rupture d'approvisionnement (ou d'augmentation du prix du gaz). Cela atténue la compétitivité de l'option gaz, qui perd environ 1 \$/MBTU, car comparées aux cycles combinés, ces centrales sont plus chères à l'achat et ont des rendements énergétiques moindres. La meilleure solution consiste en un "panachage" de centrales thermiques classiques duales (converties et installées) et de cycles combinés. Lors des étapes ultérieures d'extension du parc de centrales, il est possible de faire appel plus largement à ce dernier type d'équipement. Les exemples de la Thaïlande et de la Malaisie, où la proportion de cycles combinés contenus dans le parc de centrales à gaz s'élève à mesure que le temps passe, illustrent ce point. En 1996, elles représenteront respectivement 55% et 70% de la capacité des centrales à gaz utilisées en base et demi-base.

4.2 Eléments de risque affectant le projet

La rentabilité globale de l'opération, que l'on peut représenter par la rente liée à l'utilisation du gaz dans la génération d'électricité¹³, se détermine ex-post en fonction des coûts réels, de la fiabilité de l'approvisionnement et des évolutions de prix des énergies concurrentes. Les incertitudes pesant sur ces divers paramètres et l'impact de leurs variations sur la valeur de la rente ex-post peuvent difficilement remettre en cause l'intérêt de l'opération qui repose

12 - Les cycles combinés peuvent consommer du fioul domestique dont le prix est supérieur à celui du fioul résiduel à basse teneur en soufre d'un facteur 1,6 à 2.

13 - Ce qui n'en est pas une représentation complète puisque des bénéfices indirects sont liés à la mise en oeuvre de cette filière.

principalement sur des avantages structurels (le faible coût d'investissement et le rendement thermique élevé des cycles combinés) et qui présente des avantages difficilement quantifiables en termes monétaires mais néanmoins significatifs. Pour une production en base le choix s'opère en comparant les options gaz et charbon. Or, d'une part le prix du charbon est peu fluctuant et d'autre part le coût de combustible ne représente qu'environ 20% du coût de revient du kwh produit. Cette incertitude n'est donc pas de nature à remettre en cause la compétitivité de l'option gaz. D'autre part, les caractéristiques géologiques des réservoirs peuvent donner lieu à des interruptions d'approvisionnement ; des surcoûts et une sous-utilisation des capacités installées en résultent. Enfin, l'aléa de performance des équipements est d'autant plus important qu'il s'agit de technologies récentes, ce qui est le cas des cycles combinés lorsqu'il s'agit de PVD. De nombreux problèmes de maintenance et de mauvaise installation des équipements ont ainsi été signalés durant la décennie 80. Des précautions peuvent et doivent être prises pour limiter ce risque.

4.3 La justification de l'utilisation maximale des capacités

Le coût de revient du gaz naturel n'est pour ainsi dire composé que de frais fixes, c'est pourquoi une fois les investissements consentis les infrastructures doivent être utilisées au maximum *sans tenir compte* du prix des énergies concurrentes. Seule la prise en compte de la rente de rareté liée à l'utilisation d'une ressource épuisable peut conduire à une sous-utilisation rationnelle des capacités de production. Mais, même en considérant l'hypothèse défavorable (limite) d'une durée de vie des réserves de l'ordre de vingt ans, une valeur d'opportunité de 3 \$/MBTU observée à la date d'épuisement de la ressource conduit à une rente de rareté négligeable compte tenu du fort taux de préférence pour le présent de pays avides de croissance et subissant une sévère contrainte d'accès au capital : cette rente s'élève à 0,3 \$/MBTU (avec un taux d'actualisation de 12%) soit environ 1,5 \$ par baril, ce qui n'est pas du même ordre que les prix des produits pétroliers. Les volumes échangés devraient en conséquence, pour optimiser la rentabilité du projet, toujours avoir lieu au maximum des capacités. Si cela n'est pas observé dans la réalité, c'est que des coûts de transaction¹⁴ interviennent. Ces coûts prennent plusieurs formes et constituent la principale limite à la multiplication des projets gaziers dans les PVD. Les modalités de mise en oeuvre de la filière de production d'électricité à partir du gaz naturel en sont la cause.

14 - Au sens de Coase : les coûts de transaction constituent tout ce qui pénalise l'efficacité économique des transferts de biens et de services à l'interface de deux stades d'activité. Délais, interruptions et autres mauvais fonctionnements induisent des coûts atténuant les performances économiques d'un système productif de la même manière qu'en mécanique les frottements réduisent les performances techniques d'une machine.

5 La mise en oeuvre de la filière

La rentabilité de la filière de production d'électricité à partir du gaz naturel ne suffit pas à permettre son développement. Cela notamment du fait de la présence de coûts de transaction dus à la spécificité des relations entretenues par les agents intervenant sur les segments de la filière. Après avoir énoncé la nature du problème nous l'illustrerons par quelques exemples.

5.1 Le problème posé

La réalisation des projets se heurte à des obstacles spécifiques créés par le mode organisationnel de la filière car celle-ci génère une rente que les différentes parties prenantes¹⁵ essaient de s'approprier tandis qu'elles tâchent de minimiser le risque financier supporté du fait des mauvaises perspectives de valorisation des investissements hors de la filière (investissements spécifiques). La filière est mise en oeuvre par un double monopole bilatéral or la théorie de la firme nous apprend qu'une situation de monopole bilatéral induit une menace sur l'efficacité ex-post des échanges et l'efficacité ex-ante des investissements consentis par les différentes parties. Ces inefficiences réduisent la rentabilité du projet et donc la rente à partager. Les agents, inégaux en nature et en puissance, poursuivent des objectifs variés et différents bien que liés à la notion d'intérêt. Ils mettent en oeuvre un jeu relationnel dynamique caractérisé par l'importance des dimensions conflit-coopération et stratégique dans lequel chaque action vise trois objectifs : s'assurer le revenu maximum à court terme, se défaire du risque et renforcer son pouvoir de négociation afin d'accroître sa marge de manoeuvre dans le futur et ainsi mieux servir les objectifs pré-cités. Leurs comportements sont compatibles grâce à des procédures de négociation susceptibles d'aboutir dans certaines limites et contraintes par une relation d'interdépendance de long terme car le profit de chacun ne peut être obtenu qu'avec la participation de tous. Poursuivant leur intérêt propre les agents peuvent être conduits à manipuler l'information car le type de relations qu'ils entretiennent donne une prime à la ruse. Les notions de risque moral, d'opportunisme et de comportement sont essentielles. La mise en oeuvre d'un tel jeu induit des risques quant à la rentabilité de la filière et quant à celle des segments ; ils sont susceptibles de remettre en cause la volonté d'engagement des partenaires.

5.2 Exemples d'inefficiences

Lorsqu'un gouvernement fait le choix de la mise en exploitation d'un gisement de gaz en le justifiant par l'introduction de cette énergie dans le secteur électrique, l'électricien est tenté de limiter sa vulnérabilité future vis à vis des acteurs situés en amont de la filière. Ceci peut être réalisé par le moyen d'une installation anticipée de centrales au charbon ou par le choix de centrales thermiques classiques duales de préférence aux cycles combinés car l'alternative au gaz est plus coûteuse dans le cas du cycle combiné qui s'accommode difficilement de combustibles lourds. Ayant procédé de cette manière l'électricien peut menacer de ne pas acheter le gaz pour l'obtenir à un prix plus bas, il contraindrait dans ce cas le gazier à payer les quantités de gaz qu'il est prévu par contrat qu'il enlève (take or pay) au producteur et le

15 - Le producteur (compagnie pétrolière internationale), le gazier, l'électricien (compagnies nationales) et le gouvernement.

priverait de revenu alors qu'il supporte d'importantes charges fixes du fait de l'investissement consenti pour la pose des conduites. L'électricien, pour sa part, supporterait comme seul coût d'opportunité l'écart entre le prix du fioul et celui du gaz, ce qui rend sa menace crédible. La rentabilité du projet souffre pour sa part de trois choses : le sur-investissement effectué par l'électricien, le choix de centrales moins performantes (coûts consentis par la compagnie électrique pour se doter d'un fort pouvoir de négociation) et la sous-utilisation des équipements survenant en cas de mise à exécution d'une menace ainsi que du fait des surcapacités. Ainsi se trouve réduite la rente globale à partager et menacée la rentabilité des opérations amont (prix et quantités inférieurs).

Le producteur, de son côté, impose souvent un plancher au prix de cession du gaz afin de garantir l'amortissement de ses investissements. Ce prix est destiné à couvrir les charges supportées et les risques encourus mais il sert également à effectuer le partage de la rente ce qui conduit à des stratégies de gonflement des coûts et des primes de risque ou (et) de minimisation du taux d'utilisation des équipements anticipé. Il en résulte un risque de rupture momentanée de débouchés : d'une part en cas de baisse du prix du combustible alternatif et d'autre part, pour des raisons stratégiques, afin de renégocier les termes contractuels concernant les modalités de transaction. En imposant un prix élevé la compagnie pétrolière vise en effet trois objectifs : la rémunération du risque (ce qui se justifie de moins en moins à mesure que le temps passe), la captation de la rente (dont la proportion reçue s'élève à mesure que le taux d'utilisation des capacités s'avère élevé) et le renforcement progressif du pouvoir de négociation du fait d'un rythme d'amortissement des investissements plus élevé que celui des agents situés en aval de la filière. C'est pourquoi les partenaires sont conduits à menacer le producteur de rompre le contrat afin de pouvoir le renégocier.

Pour faciliter la mise en oeuvre de projets gaziers dans les PVD il est essentiel de réduire voire d'éliminer les causes de perte de rentabilité globale et de création de risque au niveau des différents segments lorsque celles-ci résultent du mode organisationnel de la filière. Cela nécessite de concevoir de nouveaux modes de partage du risque et de la rente. Deux voies sont envisageables pour ce faire : d'une part la modification des cadres législatif et contractuel et d'autre part l'intégration verticale des activités.

conclusion

Les exemples de la Thaïlande et de la Malaisie témoignent de l'intérêt qu'il peut y avoir à exploiter des ressources de gaz naturel à des fins d'utilisation domestique dans les PVD. A leur suite, l'Indonésie s'engage sur la même voie mais malgré le fort potentiel de consommation de gaz naturel des pays de l'ASEAN ce sont très probablement les pays industrialisés de la région, acheteurs de GNL, qui consommeront l'essentiel des ressources en gaz naturel. Toutefois l'intérêt croissant des compagnies pétrolières pour la production de gaz naturel dans les PVD témoigne de l'avènement d'une nouvelle ère qui a pour origine le développement de la technologie des cycles combinés. Les PVD caractérisés par une demande d'électricité significative sont désormais susceptibles de profiter de la proximité de ressources de gaz naturel. Ce sera d'autant plus facile que les agents impliqués sauront trouver les modalités organisationnelles tenant compte des spécificités du sous-système productif organisé autour de la filière de production d'électricité à partir du gaz naturel.

BIBLIOGRAPHIE

- A.I.E. (1992) - *Gaz Naturel, Politiques et perspectives*, OCDE.
- Cornot-Gandolphe S. (nov.1991) - *World LNG Trade: A new growth phase*, Cédigaz.
- Gainey, B.W. (1992) - *The role of combined cycle technology in power generation*, Conseil Mondial de l'Energie, 15^{ème} Congrès.
- Jonchère J.P. (déc. 1990) - *Gas and power synergies with Third World implications*, GASTECH 1990, Amsterdam.
- Jonchère J.P. (1992) - *Les perspectives du cycle combiné, notamment en Europe*, dans Economies et Sociétés, Série Economie de l'Energie, janv./fév. 1992.
- Mérigoux J.M. (1992) - *Les cycles combinés*, Revue annuelle de l'UE ENSAM.
- Mukhtar M.R. (nov. 1991) - *Natural Gas as a Substitute Fuel Source*, 7th AEEMTRC Seminar, Brunei.
- Nayoan G.A.S. (fév. 1992) - *Indonesian domestic natural gas supply demand balance and related regional implications*, Indonesia Energy Week, Jakarta.
- Yoshikawa M. (fév. 1992) - *Market Development and Future LNG Supply - A Japanese Perspective* - Indonesia Energy Week, Jakarta.

Déjà parus

- CEG-1. D. PERRUCHET et J.-P. CUEILLE,
Compagnies pétrolières internationales : intégration verticale et niveau de risque.
Novembre 1990.
- CEG-2. C. BARRET et P. CHOLLET,
Canadian gas exports : modeling a market in disequilibrium.
Juin 1990.
- CEG-3. J.-P. FAVENNEC et 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 1978-1989.
Mars 1991.
- CEG-6. I. CADORET et P. RENOU,
Elasticités et substitutions énergétiques : difficultés méthodologiques.
Avril 1991.
- CEG-7. I. CADORET et 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,
Emissions 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. RENOU,
Modélisation des substitutions énergétiques dans les pays de l'OCDE.
Décembre 1991.