

LA MONDIALISATION & DEREGLEMENTATION ENERGETIQUES
Le gaz naturel algérien et la libéralisation du marché européen

par le Dr. Chergui Boumediène

Le gaz naturel algérien et la libération du marché européen

Par le Dr. CHERGUI Boumediène
Sonatrach

Si CHAIB S.A. Le développement des grandes surfaces en Algérie.
Mémoire de DEA, Université de Lille 1985

Documents administratifs et commerciaux :

D'Arlette Bouccaut au super-marché. Brochure hors commerce
du Bon Marché 1982

Bien 1987/1978 en secteur stockage et distribution, ministère de la
planification et de l'aménagement du territoire, Alger 1979

Document "L'INDUSTRIALISATION
du commerce"

Parce 1983/1982
industrie d'Alger

SAUQITJADJAV

à la région leuven 268 91

à la région leuven 268 91

néoquon

néoquon 1103333333 30 91 1981
chévleuon

MONDIALISATION & DEREGLEMENTATION ENERGETIQUES Le gaz naturel algérien et la libéralisation du marché européen

Bounédienne CHERCUI, PhD

Depuis plus d'une décennie, les pays occidentaux les plus riches, les USA en tête, présentent la mondialisation comme une transformation économique universelle à laquelle doivent souscrire tous les pays. Les antagonismes politico-stratégiques semblent relégués au profit de l'émergence d'un univers de relations économiques où, à l'exception des pays riches développés, tous les autres, émergents et en développement, ne jouent qu'un rôle accessoire pour ne pas dire insignifiant.

Le Fonds Monétaire International (FMI), institution qui semble incontournable pour le développement économique des Etats, définit la mondialisation comme "l'interdépendance économique croissante de l'ensemble des pays du monde, provoquée par l'augmentation du volume et la variété des transactions 'transfrontières' des biens et des services, ainsi que par des flux internationaux de capitaux, en même temps que par la diffusion accélérée et généralisée de la technologie " (1). Or, est-ce accessoire de rappeler que ce sont la disponibilité et l'utilisation des ressources énergétiques qui ont le plus contribué à l'accumulation des richesses et au bien-être dans le monde?

Le présent document décrit les réformes connues du marché du gaz naturel, sa déréglementation actuelle en Europe et ses conséquences sur le marché international algérien.

Comment se situe le gaz naturel ?

Le gaz naturel est un hydrocarbure combustible consommé aussi bien dans le secteur résidentiel/tertiaire que dans l'industrie qui le destine au chauffage, à la génération d'électricité, comme matière première et comme combustible dans beaucoup de procédés de fabrication industrielle. Dans presque tous ses usages, le gaz naturel est brûlé pour produire de la chaleur: de ce fait, il concurrence d'autres sources d'énergie, principalement l'électricité, le charbon et le pétrole.

(1) Bulletin de l'Industrie Pétrolière n° 8631 du 8/07/1998 (BIP), ETUDES & DOCUMENTS "La Mondialisation : Quelles Opportunités ?".

Ce qui a caractérisé le gaz naturel ces deux dernières décennies a été la libéralisation de son marché dans certains pays tels que les États-Unis d'Amérique (USA) où, semble-t-il, une forte réglementation freinait l'expansion de l'industrie gazière.

L'industrie gazière :

Qualifiée par les États comme stratégique, l'industrie gazière ou secteur gazier est une composante naturelle et importante du secteur de l'énergie, trop importante pour la laisser soumise seulement aux règles du marché. Presque partout oligopolistique, le secteur était contrôlé par des entreprises d'État ; sa structuration permettait le financement et le développement notamment de sa production, de son transport et de sa distribution et l'entreprise d'État, souvent monopole, approvisionnait la plupart des consommateurs. Après les "crises énergétiques" des années 70, il a subi des réformes avec comme objectifs avoués son ouverture à la concurrence, la réduction de ses coûts, l'amélioration des rendements économiques et la promotion de l'efficacité énergétique.

A / Les réformes du secteur gazier :

Initiées à la fin des années 70 aux USA et dans les années 80 au Royaume-Uni, les réformes aboutirent, tant bien que mal et plus d'une décennie plus tard, à une transformation des marchés que l'on a souvent appelée déréglementation. Les mises en œuvre de sa libéralisation prennent des formes diverses et s'accélérent différemment selon le pays réformateur. La privatisation du secteur, la concurrence entre les fournisseurs et les distributeurs, notamment l'accès des tiers aux installations d'offre de gaz, la suppression du monopole de l'État et les nouveaux cadres législatifs apparaissent comme de réelles motivations des autorités réformatrices soucieuses, mais l'on ne sait à quel degré, de fournir aux consommateurs une ressource énergétique à bon marché avec une transparence des prix. Deux avantages dont se prévalent ces autorités pour le bénéfice de la société en général et du petit consommateur en particulier, le pays initiateur de cette réforme, les États-Unis d'Amérique, a connu une expérience sans précédent à ce sujet ces 2 dernières années.

Voyons d'abord en quoi a consisté cette réforme du gaz naturel.

A1 / La déréglementation du marché du gaz naturel aux USA

Elle date à vrai dire de 1938, après la publication du "National Gas Act (NGA)" (Acte National Pour Le Gaz) qui donna naissance à la

Federal Power Commission (FPC)" (Commission Fédérale Pour l'Énergie) pour la réglementation des activités de gazoducs. L'augmentation du nombre de gazoducs ayant été moins rapide que la consommation de gaz dans les années 40 et 50, il s'en suivit une volatilité des prix et l'apparition de pénuries dans certaines régions. Des tentatives de producteurs de gaz naturel d'équilibrer ces prix n'ont pas abouti, amenant la cour suprême des États Unis à recommander une réglementation simultanée des transports par pipelines et des prix du gaz à la tête de puits et à faire de la protection du consommateur contre l'impact des compagnies de gaz naturel l'objectif principal du NGA.

La volatilité des prix se réduisit sans pour autant éviter la persistance des pénuries. Les consommateurs ont pu utiliser un combustible relativement bon marché, mais pour pallier la déplétion de la ressource et honorer la demande, les producteurs n'ont pas été motivés pour reconstituer leurs réserves.

En 1978, le "National Gas Policy Act" (l'Acte National Pour la Politique Du Gaz) a permis, par l'intermédiaire de la "Federal Energy Regulatory Commission (FERC)" (La Commission Fédérale Pour la Réglementation de l'Énergie) qui a succédé à la FPC, la réforme du prix du gaz naturel à la tête de puits.

L'accroissement de la demande fit augmenter la production de façon significative, dans un pays gazier par excellence, provoquant un surplus de gaz naturel dans les années 80 ; mais il n'y eut pas de développement de marché concurrentiel à cause du rôle joué par les transporteurs par gazoducs.

Dès 1985, ces transporteurs furent contraints d'accepter l'accès aux services de transport par des tiers, permettant aux consommateurs de négocier directement les prix avec les producteurs et signer séparément des contrats de transport. La création de sociétés de marché du gaz, dans les années 80 a été une caractéristique de cette étape de déréglementation ; ces sociétés, souvent indépendantes des compagnies gazières, fournirent un service intermédiaire entre l'acheteur de gaz et les autres intervenants de l'industrie gazière.

En 1989, les prix de gaz naturel devinrent des prix librement établis dans le marché. Dans la restructuration des activités de gazoducs interétats, en 1992, il y eut séparation des ventes et des services de transport, opération connue sous le vocable d'"unbundling" (dissociation) : les clients pouvaient désormais choisir la fourniture et

les services de transport de n'importe quel concurrent pour n'importe quel volume, mettant fin, selon les partisans de la réforme, à la prépondérance des contrats take-or-pay (prendre du gaz et payer, mais payer tout de même même si l'on n'en prend pas).

Cette restructuration, semble-t-il, a donné des résultats satisfaisants dans la mesure où il en résulta une exploration soutenue, une construction importante de gazoducs, une baisse des prix du gaz et une amélioration des bénéfices.

Néanmoins, c'était compter réussir la libéralisation du gaz sans avoir pris des dispositions suffisantes pour parer à tout imprévu : des événements vont se succéder aboutissant à une crise sans précédent :

La crise énergétique en Californie :

Dès l'hiver 2001, des perturbations importantes secouèrent la Californie, l'Etat le plus riche et le plus développé des USA. Ces perturbations, bien que portant sur l'alimentation électrique de l'Etat, étaient liées à une production d'électricité insuffisante, assurée partiellement, mais d'une façon significative, par le gaz naturel.

Causes de ces perturbations ? Ce ne sont pas des perturbations du type connu dans le monde des années 70 : l'augmentation des réserves exploitables de gaz naturel aux USA, ces dernières années, a été moindre que celle de la demande comme le montrent les éléments suivants :

Période 1995/2000	Augmentation
Réserves :	4%
Production	3%
Consommation	6%

Les causes sont les mêmes dans toutes les pénuries d'électricité connues des pays comme la Norvège, l'Espagne, l'Australie,... qui ont adopté le modèle californien. Les compagnies californiennes ont été obligées de surseoir à leurs activités de production pour ne s'occuper que de distribution et de transport. Le prix "adéquat" fixé par la législation n'est contraignant que pour les distributeurs qui ne peuvent répercuter le prix de revient réel de l'électricité sur leurs clients, électricité qu'ils achètent aux producteurs. Victimes de la montée des cours décidée par les producteurs, ils cèdent donc l'électricité à perte, car subissant la contrainte d'un prix fixé au consommateur.

Les producteurs importants d'électricité, au nombre de 7 seulement dans tout l'Etat Californien et activant librement, forment une entité oligopolistique, peuvent facilement augmenter les prix dans un marché où le stockage ne peut exister ; c'est ce qui arriva. Le citoyen californien verra d'abord sa facture majorée de 270% (moyenne à San Diego) ; il subira une 2ème majoration, car l'Etat, pour pallier aux pénuries, prit en charge l'approvisionnement nécessaire via les Etats voisins et fut obligé de récupérer à grands frais l'infrastructure des compagnies d'électricité, conséquence désastreuse de l'échec d'une déréglementation mal conduite.

La crise californienne, provoquée en partie par les producteurs, est la conséquence de l'absence d'investissements dans de nouvelles centrales de production d'électricité dans un Etat qui a enregistré des évolutions démographique et économique notables ces dix dernières années.

D'autres éléments sont entrés en jeu en Californie : le système de réglementation et de production d'électricité (le problème est identique pour le gaz naturel) a été conçu alors qu'il y avait un excédent de l'offre. L'accroissement très sensible de la demande a créé une pénurie tandis que la période de transition, relative à la réforme du système de réglementation, n'a pas permis aux investisseurs d'opérer de façon sereine ; ajouter à cela des obstacles administratifs et environnementaux qui ont bloqué des projets de production d'électricité.

Il n'était également pas possible de disposer de quantités importantes de gaz naturel liquéfié : insuffisantes capacités de liquéfaction chez les grands exportateurs, donc peu de terminaux de regazéification disponibles, voire un réseau de distribution insuffisant.

Sur les 5 dernières années, la consommation de gaz naturel aux USA a augmenté de 40 milliards de m³ environ tandis que la production ne progressait que de 13 milliards de m³, et la couverture de la demande par la production est passée de 87% à 84%. Dans la mesure où les prix du gaz naturel sont sensibles à la demande dans ce pays, ces différences de pourcentage, même faibles, expliquent en partie la volatilité des prix du marché spot.

La mise en œuvre de la déréglementation décidée en 1996 qui tablait sur une réduction de 20% en 7 années des prix du courant électrique en Californie avait commencé par la séparation des activités de production et de distribution d'électricité. Les producteurs avaient été

conviés à vendre leurs unités de production pour ne s'occuper que de la distribution ; celle-ci étant devenue concurrentielle, un bon fonctionnement s'effectuait quand même jusqu'à la mi-2000.

A peine les prix de gros ont augmenté après leur déflationnement que des complications surgirent durant le reste de l'année 2000. De 30c/kwh, les prix du courant électrique ont atteint \$1,50/kwh, soit 400% d'augmentation, répercutés sur les clients par l'un des 3 producteurs californiens qui avait déjà vendu ses centrales électriques et n'activait que dans la distribution ; les prix de détail ont donc été multipliés par 5 (cinq).

De l'avis de beaucoup d'experts en la matière, cette crise est la conséquence de la dissociation forcée des production et distribution. La FERC avait promis, après coup, à certains producteurs qui avaient accusé des pertes, qu'ils pouvaient garder provisoirement leurs centrales. De même, après toute cette étape de déréglementation, elle préconisa à tous les acteurs d'étudier la possibilité de passer des contrats d'achat/vente à long terme pour encourager les investissements dans de nouvelles centrales. Par ailleurs, d'autres consultants/experts ont affirmé avec conviction que la crise avait été causée par le prix du gaz naturel et que la construction de nouvelles centrales ne résoudrait pas le problème sans renforcement du réseau de gazoducs intracaliforniens. Le marché a conduit les entreprises non pas à augmenter leur capacités de production, mais à désinvestir : la Californie a connu ainsi une situation dramatique. Dans un état, non autosuffisant en énergie primaire de surcroît, toute politique nationale de l'énergie ne peut être mise en œuvre que d'une façon cohérente, commençant par l'approvisionnement en ressource énergétique primaire jusqu'à la mise à disposition du consommateur.

A2 / La déréglementation du marché du gaz naturel au Royaume-Uni

La déréglementation du marché du gaz naturel au Royaume-Uni a commencé par la privatisation en 1986 de la société British Gas (BG), le principal fournisseur de ce combustible, ouvrant la voie à la concurrence. Deux années plus tard, la société commença à publier ses tarifs à la suite de réclamations de clients et a été forcée à ne disposer que de 90% au maximum des livraisons de gaz de champs se situant au Royaume-Uni. A partir de 1990, les gros demandeurs industriels purent choisir leur propre fournisseur, suivis 2 années plus tard par les petits consommateurs. La concurrence s'accroît peu après par la réduction à 40% de la part de marché de British Gas.

En 1993, celle-ci a été divisée en 5 entités :

- Exploration/Production ;
- GNL ;
- Transport et Distribution ;
- Énergie ;
- Stockage de gaz naturel.

L'établissement du " Gas Act" (l'Acte pour le Gaz) en 1996 a permis la concurrence domestique et l'établissement de nouvelles règles en matière d'industrie gazière, notamment les droits et responsabilités des utilisateurs du réseau de pipelines de BG. Il y eut encouragement de la concurrence dans la fourniture et le transport du gaz. Introduit d'abord au sud-ouest de l'Angleterre en 1996, le choix du fournisseur a été également reconnu aux utilisateurs domestiques. La même année, les sociétés de gaz du Royaume-Uni étaient tenues de réaliser le gazoduc "Interconnector" reliant le Royaume-Uni à la Belgique pour la fourniture du gaz à l'Europe.

En Grande-Bretagne, BG est devenue Centrica et en 1998, tous les utilisateurs domestiques de gaz naturel choisirent leur fournisseur.

Les marchés de gaz naturel au Royaume-Uni

La déréglementation de l'industrie du gaz naturel au Royaume-Uni a facilité l'accès à tous les segments de l'industrie gazière et a créé la concurrence dans toutes les activités, à l'exception de l'activité de transport par pipeline.

Le nouveau cadre de réglementation, amplement développé par le "Bureau de réglementation du gaz" a permis à des acteurs du marché d'offrir une variété de services et de transactions pour répondre aux besoins des clients.

Néanmoins, le processus n'a pas été facile à cause d'une faille dans la structure initiale de cette industrie : le gouvernement avait privatisé BG en tant que société intégrée verticalement. Il semble que l'expérience du Royaume-Uni ait montré qu'en laissant la fourniture du gaz intégrée à son transport et en concluant des contrats à long terme, la concurrence se trouve entravée.

Expérience du Royaume-Uni

Avant 1986, BG était une entité publique, intégrée verticalement en tant que transporteur et fournisseur de gaz naturel au Royaume-Uni.

N'a été ouverte à la concurrence que la production du gaz seulement qui était dominée par des sociétés pétrolières multinationales. En 1986, le gouvernement privatisa BG, la maintenant intégrée verticalement pour entamer la réforme et maximiser les ventes. En même temps, le marché du gaz fut séparé en 3 entités principales :

Le marché de gros : où le gaz est négocié entre producteurs, négociants, BG et des fournisseurs indépendants.

Le marché de "contrats" (Contract market) où le gaz est fourni à de gros consommateurs ou à des fournisseurs indépendants.

Le marché des petits consommateurs où la fourniture est assurée par BG.

Les 2 premiers types de marché ont été créés par le gouvernement pour promouvoir l'efficacité dans le secteur gazier et atténuer la dominance traditionnelle de BG. Les gros consommateurs pouvaient ainsi traiter directement avec les producteurs. Cela permit aussi à des intervenants indépendants, des négociants et des fournisseurs d'alimenter les gros consommateurs pour créer de la concurrence dans le marché de gros.

Le marché des "petits consommateurs" (tariff market), était le seul marché fermé à la concurrence, avec BG comme leur unique fournisseur. Les prix dans les 2 premiers marchés mentionnés ont été libéralisés alors que le "Bureau de la Réglementation de gaz (OFGAS)" fixa les tarifs de détail pour protéger les consommateurs du contrôle absolu de BG, le gouvernement croyant que dans le marché des petits consommateurs, la concurrence n'était pas possible.

La décision initiale de ne pas séparer les activités de vente et de transport au sein de BG en 1986, rendit, semble-t-il, difficile le développement d'un marché de gaz compétitif. Du fait que BG avait le contrôle du transport par pipeline et opérait sur la base de contrats de fourniture de gaz à long terme avec les producteurs, elle maintint un monopole de fait sur les marchés de gros et les marchés à contrats.

En 1989, OFGAS introduisit la règle 90/10 qui interdit à BG de prétendre à plus de 90% de gaz de n'importe quel champ gazier du Royaume-Uni ; ceci obligea les producteurs à proposer leur gaz à des intervenants indépendants. Néanmoins, cette règle ne supprima pas la cause principale du problème: le contrôle par BG de l'accès à son réseau de pipelines. Des plaintes contre la puissance de son marché

engendrèrent une réaction au début des années 90 pour qu'elle sépare les activités de fourniture de gaz et de transport par pipeline. Elle créa 2 divisions: British Gas Energy et British Gas Transco, mais la libéralisation imminente du marché gazier de détail l'amena à opérer un changement structurel. En 1996, son capital fut réparti entre 2 sociétés: Centrica, s'occupant de production, de vente et de fourniture de gaz en Grande Bretagne et BG plc pour le transport et le stockage, séparation qui s'acheva en 1997. En réalité, elle a réparé l'erreur commise à l'époque par le gouvernement dans la restructuration de l'industrie gazière au moment de la privatisation. Le coût de cette erreur a été significatif : beaucoup d'interventions de déréglementation, des conflits entre OFGAS et British Gas augmentèrent la vulnérabilité des valeurs des actifs de BG.

Selon les partisans de cette réforme au Royaume-Uni, si le contrôle de l'accès aux fournitures de gaz et à leur transport est détenu par une seule société, comme ce fut le cas de BG, la concurrence devient difficile. Supprimer les barrières administratives pour cet accès et déréglementer les prix ne semblait pas suffisant pour s'assurer des marchés compétitifs. Il a fallu attendre une décennie pour réparer l'erreur de n'avoir pas opéré de dissociation (unbundling) de BG avant sa privatisation.

Nouveaux marchés

Des marchés spot se sont créés aux principaux terminaux, permettant aux acteurs du marché global d'équilibrer la demande et leurs fournitures à court terme, et se développeront après une mise en œuvre de certaines modifications procédurales dans l'exploitation de pipelines. Alors que les marchés de gaz naturel se déréglementaient d'une façon significative, le transport demeurait fortement soumis à certaines règles à cause du monopole qu'il constituait. Tandis que le marché de gros et progressivement celui de détail devenaient de plus en plus concurrentiels, la diversité et la qualité des services disponibles aux acteurs gaziers se sont améliorés et les consommateurs bénéficièrent de prix réels à la baisse bien qu'il y eut augmentation de la consommation.

La déréglementation des marchés de gros et des marchés "de contrats" attira plus de 40 fournisseurs, tous en concurrence féroce. Cette concurrence croissante dans le marché "de contrats" se traduisit par la diminution de la part de marché de BG qui passa de 80% en 1992 à 33% à la fin de l'année 1996.

Les acteurs du marché du gaz au Royaume-Uni utilisent des mécanismes pour le négoce du gaz naturel :

Contrats bilatéraux, c'est la forme traditionnelle du négoce du gaz naturel au Royaume-Uni. BG et les producteurs conclurent des contrats à long terme, take-or-pay par lesquels BG couvrit une partie du financement du coût de développement du champ du producteur en échange de livraisons futures.

Donc, plus d'une décennie après sa privatisation, quatre années après la dissociation de ses activités "ventes" et "transport", après la réduction en volume du gaz pouvant lui être livré et sa perte de marché significative, le retour incontournable à la conclusion de contrats à long terme take-or-pay s'est réimposé naturellement à l'avantage de BG. L'ouverture du marché lui créa des désagréments autres que ceux mentionnés ci-dessus : en 1996, les obligations take-or-pay ont créé un surplus de gaz, mettant en danger le prix de cession au marché de détail en cas de déversement de ce surplus dans les marchés spot.

Marchés spot : Ils permirent l'équilibre de la demande et des fournitures à court terme en achetant ou vendant du gaz dans une ou plusieurs locations centrales de livraison. Les marchés spot se développèrent suite à l'impossibilité faite aux producteurs/fournisseurs de négocier tous les détails des contrats de fourniture, et la demande s'accrut par des contrats standard de marché spot.

Le marché "on system" : c'est un marché spot où le point de livraison se situe là où BG équilibre son système de pipeline à haute pression, avec des ventes et achats de gaz.

Le mécanisme de flexibilité permet de déterminer la qualité du gaz naturel dont a besoin BG pour retrouver l'équilibre dans son système de transport, en y opérant par des entrées et des sorties de volumes.

A3 / La déréglementation du marché du gaz naturel en Europe

A31 / Situation précédant la déréglementation :

Le marché traditionnel du gaz en Europe s'est constitué sur la base de monopoles nationaux. Du côté producteurs/exportateurs, il y avait Gasunie (Hollande), Gazprom (Ex-Urss, maintenant Russie), Sonatrach (Algérie), un nombre restreint de sociétés nationales ; du côté des acheteurs/importateurs, on trouvait Gaz de France (France), Snam (Italie), et Ruhrgas (Allemagne). Les relations exportateurs/acheteurs étaient basées sur des contrats à long terme

(dix à vingt-cinq années), des clauses d'enlèvement de 80% au minimum des volumes contractés et des prix indexés à ceux du pétrole brut ou à ceux des produits pétroliers. Ces prix, abordables en général, ne présentaient pas de différences notables : un équilibre était maintenu et l'approvisionnement était assuré, voire souvent garanti.

Ce type de relations durables a permis la réalisation d'investissements importants dans les infrastructures de production, de traitement, de transport par le producteur/exportateur, avec un risque sur le prix supporté par l'exportateur et un risque volume à la charge de l'importateur par la clause take-or-pay.

A32 / Le marché du gaz naturel et la déréglementation :

Les décisions de l'Union Européenne en matière de déréglementation du marché du gaz naturel ont porté principalement sur la mise en œuvre de la Directive sur le gaz naturel, entrée en vigueur en juillet 1998.

L'un des principaux objectifs affirmés de cette directive est la suppression du monopole dans les approvisionnements gaziers européens, initiative visant directement les fournisseurs traditionnels, en l'occurrence l'Algérie dont 95% des exportations gazières sont destinées à l'Europe, soit 30% de ses importations.

Un autre objectif, "la libéralisation totale du marché européen du gaz naturel", prévue dans la période 2000-2008 et ramenée récemment aux années 2000-2004, constitue un pari sérieux pour une Communauté qui importe aujourd'hui 50% de ses besoins énergétiques (40% de son gaz consommé), qui connaît autant de législations pour ce faire que de pays membres de cette Union, et qui plus est, prône l'utilisation rationnelle de l'énergie en général et du gaz naturel en particulier.

Implications de la Directive Européenne :

Les changements décidés par l'Union Européenne (UE) visent à créer un marché unique de gaz naturel, à partir d'approvisionnements provenant de la Mer du Nord, de l'Algérie, de la Russie et d'ici peu du Proche et/ou du Moyen-Orient.

Selon certains analystes européens, la baisse du prix du gaz naturel, attendue en Europe grâce notamment à un marché de concurrence, devrait découler d'une compétition dans les livraisons

des fournisseurs traditionnels et potentiels. Existe-t-il une compétition parmi les fournisseurs de l'UE, ou voudrait-on l'imposer à l'امت des producteurs/exportateurs ? En outre, l'UE attend de ceux-ci de se structurer verticalement, de surseoir à la pratique des contrats à long terme, à l'indexation des prix du gaz telle qu'elle a été pratiquée jusqu'alors et à la clause de destination dans les contrats, notamment ceux de Gazprom (Russie) et de Sonatrach (Algérie). Pourtant, à l'inverse des USA et du Royaume-Uni, l'UE est beaucoup plus dépendante des importations gazières. En effet, l'Europe, sans la CEI (Communauté des États Indépendants), mais y compris la Turquie, connaît une demande actuelle de 500 milliards de m³/an (60% environ de son gaz consommé provient de la production domestique); cette demande sera de 620 milliards en 2010 et probablement de 820 milliards en 2020. 40% donc de ses besoins en gaz naturel sont importés aujourd'hui, soit 200 milliards de m³/an et pas moins de 65% le seront en 2020 au rythme actuel si rien n'est entrepris pour remédier à cette situation. (Voir tableaux ci-après).

Si l'on considère, de l'avis de TotalFinaElf, que pour disposer de 10 milliards de m³ de gaz naturel, il faut investir 5 milliards de dollars américains dans la chaîne gazière (Exploration, production, transport), ce sont alors 150 milliards de dollars US qui sont nécessaires pour répondre à la demande supplémentaire de l'Europe à l'horizon 2020; autant dire que l'Algérie, un précurseur dans l'export gazier vers l'Europe qui ne couvre que 30% de ses importations aujourd'hui, devra, pour garder son marché, le renforcer et demeurer un acteur actif dans cet échiquier, investir quelques 50 milliards de dollars US, sous peine de se voir éliminée du jeu.

Ses projets, notamment l'extension du gazoduc Pedro Duran Farell, la construction de la nouvelle ligne Medgaz, l'extension du gazoduc Enrico Mattei, le projet Algérie-Sardaigne et une nouvelle usine de liquéfaction de gaz, démontrent une ferme volonté de répondre aux besoins croissants des pays de l'UE et de veiller à garantir leurs approvisionnements par le Sud. Réaliser ce programme, directement lié à la sécurité des approvisionnements européens, à la compétitivité des économies des 15 de l'UE d'aujourd'hui, qui seront davantage sous peu, requiert, dans ce nouveau contexte, une garantie de la demande de la part des acheteurs/importateurs.

PRODUCTION de GAZ NATUREL en EUROPE

milliards de m³ 11,90% du total mondial

Pays	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	% 2001/2000
Danemark	4	4,1	4,5	4,9	5,3	6,4	7,9	7,6	7,8	8,1	8,4	3,7
Allemagne	14,7	14,9	14,9	15,6	16,1	17,4	17,1	16,7	17,8	16,9	17	0,6
Hongrie	4,3	4	4,3	4,1	4,2	4	3,7	3,3	2,9	2,7	2,7	0,0
Italie	17,4	18,2	19,5	20,6	20,4	20	19,3	19	17,5	16,2	15,5	-4,3
Pays-Bas	69	68,1	70	66,4	67	75,8	67,1	63,1	59,3	57,3	57,4	7,2
Norvège	27,3	29,4	28,9	30,8	31,2	41	46,7	47,8	51	54	57,5	6,5
Roumanie	24,5	21,8	20,6	18,7	18	17,2	15	14	14	13,8	12,6	-8,7
Roy Uni	50,6	51,5	60,5	64,6	70,8	84,2	85,9	90,2	99,1	108	106	-1,85
Autres	14,3	14	15,1	14,5	14,6	13,3	12,8	12,3	11,6	11,8	11,6	-1,7
Total	226	227	238	240	248	279	276	275	281	289	283	1,4

CONSOMMATION de GAZ NATUREL en EUROPE

milliards de m³ 19,50% du total mondial

Pays	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	% 2001/2000
Danemark	2,3	2,4	2,8	3	3,5	4,1	4,4	4,8	5	4,9	5,1	4,1
Allemagne	62,9	63	66,4	67,9	74,4	83,6	79,2	79,7	80,2	79,5	82,9	4,3
France	30,6	31,4	32,3	30,9	32,9	36,1	34,6	37	37,7	39,7	40,7	2,5
Hongrie	9,6	8,2	9	9,4	10,2	11,4	10,8	10,9	11	10,7	11,9	11,1
Italie	46,2	45,7	46,8	45,3	49,9	51,5	53,2	57,2	62,2	64,9	64,5	-0,6
Pays-Bas	38,1	36,7	37,9	36,9	37,8	41,7	38,1	38,7	37,9	39,2	38,3	0,2
Norvège	2,4	2,6	2,7	2,9	2,9	3,2	3,7	3,8	3,6	4	4,5	12,5
Roumanie	24,7	25,7	25,2	24,2	24	24,2	20	18,7	17,2	17,1	17,5	2,3
Royaume-Uni	35,6	35,4	64,2	66,1	70,5	82,1	83,8	87,2	92,5	96	95,4	-0,6
Autres	6,7	6	5	4	4,2	6	6,1	5,9	5,3	5,6	6,1	8,9
Total	339	337	354	355	381	423	416	429	445	459	470	2,4

Source: BP Statistical Review 2002

La demande européenne de gaz devant augmenter sensiblement chaque année et la dépendance de l'Europe vis-à-vis du gaz importé s'accroître du fait du déclin de la production domestique des combustibles fossiles, il est impératif, estime Bernard de COMBRET, Directeur Général trading/gaz-électricité de TotalFinaElf, d'encourager les investissements en amont en Algérie spécialement et en Russie (laquelle semble jouer aujourd'hui, en tant que fournisseur, de la préférence l'UE). Pour accepter le financement de projets gazières si onéreux, les organismes financiers exigent souvent que des contrats à long terme aient déjà été conclus, condition rappelée par M. le Ministre Algérien de l'Energie et des Mines lors de la réunion des producteurs/consommateurs de gaz qui s'est tenue à Alger le 7/09/2002. Pour le Président du Directoire de Ruhrgas, Burchard

BERGMANN, "ces contrats continueront probablement à être un élément clef de la sécurité des approvisionnements de l'Europe" (1), tandis que de Gazprom, le géant gazier russe (90 milliards de m³ de gaz russe ont été exportés vers l'Europe en 2000, soit 44% du total des importations de l'UE), son 1er Vice-Président, Pyotr Ivanovich RODIONOV estime aujourd'hui "impossible de signer de nouveaux contrats en Europe" face aux appréhensions nées de la décision européenne en matière de déréglementation du marché du gaz naturel.

La célérité avec laquelle l'UE s'est engagée à mettre en œuvre la première directive européenne du gaz naturel a été telle que moins de trois années après l'entrée en vigueur de cette directive, l'UE prépare une 2ème directive pour la fin de l'année 2002.

La stratégie de la maîtrise de la demande gazière (à cause des ressources propres limitées), de la rationalisation de l'utilisation de l'énergie, de la recherche d'une meilleure efficacité énergétique, de la compétitivité de l'économie européenne, du respect de l'engagement des accords de Kyoto sur l'environnement, du problème du nucléaire qui divise toujours les pays membres, du concept de la sécurité des approvisionnements pour lequel les visions des pays membres ne sont pas toujours identiques, sont des préoccupations aussi diverses que complexes. Elles doivent, non seulement être finement analysées et sereinement débattues, mais aussi avoir l'adhésion de tous les pays membres.

Quatre années après l'entrée en vigueur de la 1ère directive, ces préoccupations sont toujours d'actualité, certaines n'ayant pas évolué par rapport à juillet 1998, et nécessitent encore d'autres débats. De même, les questions d'harmonisation de la taxation, de transport de gaz ou des relations transfrontières entre autres, peuvent générer des distorsions dans ce marché européen tandis que les moyens de l'UE en matière juridique et institutionnelle, pour mettre en œuvre une politique énergétique adaptée à la précarité de son approvisionnement, semblent insuffisants. Il faut ajouter à cela la demande d'adoption de la directive sur la taxation de l'énergie d'ici fin 2002 !...

Comment arriver à un "juste" prix du gaz au consommateur dans le respect des obligations de service public ? Comment prendre en charge, non pas à un niveau national, mais à un niveau européen, toutes ces préoccupations de la déréglementation du marché du gaz naturel en Europe que les autorités veulent solutionner en quelques années, là où les Etats-Unis d'Amérique et le Royaume-Uni ont mis des décennies pour le faire, avec les répercussions négatives vécues.

En l'absence d'une autorité de régulation forte, et assez indépendante vis-à-vis des gouvernements européens respectifs, la concrétisation des objectifs de l'UE ne sera pas facile, notamment pour un équilibre adéquat entre les exigences de prix bas et les obligations de service public.

En effet, une insécurité énergétique pour le 2ème consommateur mondial d'énergie peut être causée par une envolée des prix du gaz naturel, ce qui s'est déjà passé pour le pétrole. Dans le cas contraire, une baisse importante des prix du gaz naturel, un objectif important de la Directive Européenne, risque plutôt de faire trop augmenter la demande, constituant un obstacle à la diversification des sources d'énergie et à la capacité des investisseurs gaziers pour satisfaire les besoins du marché.

Est-il possible, à long terme, de connaître simultanément une activité très régulée et la même activité totalement concurrentielle ?

Et si, depuis un certain temps, beaucoup de pays de l'UE ont installé une autorité de régulation, en 2001, l'Allemagne faisait exception et la France n'avait pas encore transposé la Directive Européenne au droit français.

Ces incertitudes légitiment les appréhensions des producteurs/exportateurs lesquels n'ont jamais été associés à la préparation de ce nouveau contexte. Au contraire, certaines tendances européennes semblent persister à considérer le gaz naturel comme une matière première ordinaire et ne pas accepter qu'une interdépendance économique doit caractériser les relations exportateurs/consommateurs quelle que soit la conjoncture internationale. C'est très probablement ici qu'incombe à l'autorité européenne de régulation le rôle de garant de la sécurité des approvisionnements, laquelle sécurité fait l'unanimité autour de l'UE.

II / Conclusion : Les diverses spécificités des pays de l'Union Européenne ne constituent naturel européen. La sécurité des approvisionnements gaziers est une variable que ne maîtrise pas l'ensemble des Etats de l'UE qui importe aujourd'hui la moitié environ de sa consommation gazière. Elle est plutôt fonction d'une interdépendance de producteurs/consommateurs, en amont dans le pays producteur comme cela existe toujours, mais aussi en aval dans la vente, le transport, le stockage, le négoce, la régazéification et la distribution. C'est par le renforcement de ces liens que le véritable partenariat se développera et que se dissiperont les incertitudes et les appréhensions de part et d'autre, liées à l'approvisionnement de l'Union Européenne à long terme, notamment via le Sud de la Méditerranée.

(1) *Bulletin de l'Industrie pétrolière n 9459 du 23/10/2001, ACTUALITE, "la déréglementation du marché gazier européen inquiète les dirigeants de l'industrie du gaz".*

REFERENCES

- 1) **Gaz D'aujourd'hui**, Revue de l'Association Française du Gaz (AFG), "Perspectives de l'Offre Gazière en Europe" rédigé par Patrice DE VIVIES, Directeur Gaz Electricité et autres énergies de TotalFinaElf, Bulletin de l'Industrie Pétrolière (BIP) 9661 du 20/08/2002.
- 2) **CHERGUI Boumediène**, PhD SONATRACH "Le Gaz Naturel Algérien Dans l'Espace Euroméditerranéen, à la lumière de la Directive Européenne", présenté en Mars 2002 à la Direction Générale de SONATRACH.
- 3) "History of US Gas Market Deregulation", Patts 2000/2002.
- 4) "Natural Gas Markets in the UK" in **Public Policy For the Private Sector**, Note 138, Mars 1998.
- 5) Rapport Final sur le Livret Vert "Vers une Stratégie Européenne de Sécurité d'Approvisionnement Énergétique", Commission Européenne, BIP 9652 du 6/08/2002.
- 6) "Politique Economique et Commerciale", Gaz Naturel, CNUCED Info.Com ; Information de marché dans le secteur des produits de base, 4/08/2002.
- 7) **Michel MATHEU**, Chef du Service Énergie, Commissariat Général du Plan, 5ème session du cycle de conférences de politique énergétique, "Comparaison Européenne des systèmes de régulation des industries énergétiques."
- 8) Réunion du Conseil de l'Europe., BIP Mars 2002.
- 9) BIP n° 9675 du 9 Sept. 2002 "Consensus sur la nécessité des contrats à long terme" Réunion du 7/09/2002 à Alger des producteurs et des consommateurs de gaz naturel.
- 10) "La crise de l'Énergie aux États-Unis d'Amérique", source : **Institut Français du Pétrole, Panorama 2002**, dans BIP n° 9553 du 11/3/2002.
- 11) Rapport Final sur le Livre Vert "Vers une Stratégie Européenne de Sécurité d'Approvisionnement Énergétique", BIP du 6/08/2002.
- 12) "L'Europe a fait à Barcelone le pari risqué d'une ouverture élargie pour l'Énergie", Pétrostratégies n°768 du 25/3/2002.
- 13) "La Dérégulation du Marché Gazier Européen inquiète les dirigeants de l'Industrie du Gaz", BIP n° 9459 du 23/10/2001.

ALGERIE : un commerce sans développement

Par Mr. SOUAK Arezki
Enseignant associé à l'INC

REFERENCES

- 1) **Gaz D'aujourd'hui**, Revue de l'Association Française du Gaz (AFG), "Perspectives de l'Offre Gazière en Europe" rédigé par Patrice DE VIVIES, Directeur Gaz Electricité et autres énergies de TotalFinalElf, Bulletin de l'Industrie Pétrolière (BIP) 9661 du 20/08/2002.
- 2) **CHERGUI Boumédienne**, PhD SONATRACH "Le Gaz Naturel Algérien Dans l'Espace Euroméditerranéen, à la lumière de la Directive Européenne", présenté en Mars 2002 à la Direction Générale de SONATRACH.
- 3) "History of US Gas Market Deregulation", Patts 2000/2002.
- 4) "Natural Gas Markets in the UK" in **Public Policy For the Private Sector**, Note 138, Mars 1998.
- 5) Rapport Final sur le Livret Vert "Vers une Stratégie Européenne de Sécurité d'Approvisionnement Énergétique", Commission Européenne, BIP 9652 du 6/08/2002.
- 6) "Politique Economique et Commerciale", Gaz Naturel, CNUCED Info.Com ; Information de marché dans le secteur des produits de base, 4/08/2002.
- 7) **Michel MATHEU**, Chef du Service Énergie, Commissariat Général du Plan, 5ème session du cycle de conférences de politique énergétique, "Comparaison Européenne des systèmes de régulation des industries énergétiques."
- 8) Réunion du Conseil de l'Europe., BIP Mars 2002.
- 9) BIP n° 9675 du 9 Sept. 2002 "Consensus sur la nécessité des contrats à long terme" Réunion du 7/09/2002 à Alger des producteurs et des consommateurs de gaz naturel.
- 10) "La crise de l'Énergie aux États-Unis d'Amérique", source : **Institut Français du Pétrole, Panorama 2002**, dans BIP n° 9553 du 11/3/2002.
- 11) Rapport Final sur le Livre Vert "Vers une Stratégie Européenne de Sécurité d'Approvisionnement Énergétique", BIP du 6/08/2002.
- 12) "L'Europe a fait à Barcelone le pari risqué d'une ouverture élargie pour l'Énergie", Pétrostratégies n°768 du 25/3/2002.
- 13) "La Dérégulation du Marché Gazier Européen inquiète les dirigeants de l'Industrie du Gaz", BIP n° 9459 du 23/10/2001.