



**LABORATOIRE D'ECONOMIE DE LA PRODUCTION
ET DE L'INTEGRATION INTERNATIONALE**

UMR 5252 CNRS - UPMF

Quel développement pour le gaz en Chine ?

A paraître dans la revue *Energies*

**Catherine Locatelli
Jean-Pierre Angelier**

Février 2007

QUEL DEVELOPPEMENT POUR LE GAZ EN CHINE ?

Catherine Locatelli, chargée de recherche au CNRS, Université de Grenoble
Jean-Pierre Angelier, professeur d'économie, Université de Grenoble

Résumé :

Les prévisions de croissance de la demande de gaz naturel en Chine paraissent devoir être revues à la baisse, un rythme de 5% par an d'ici à 2030 semblant plus réaliste que le taux de 10% annoncé officiellement. Le système institutionnel qui régit l'industrie gazière chinoise en freine le développement, tout particulièrement du fait d'un système de prix administrés défavorable au gaz qui est considéré comme un substitut d'appoint au principal combustible national qu'est le charbon. La production domestique devrait s'élever, devant être complétée par des importations : sous forme de gaz naturel liquéfié (trois usines de regazéification devraient être construites d'ici 2010) et par gazoduc, le Kazakhstan étant le fournisseur le plus probable.

Avec un rythme de croissance économique de 10% par an, un taux d'augmentation de sa consommation d'énergie de 15,8% en 2004 et de 9,5% en 2005, on penserait volontiers que la Chine est en passe de devenir un acteur important de l'industrie gazière, un importateur majeur, ainsi que le laisse présager les prévisions officielles élaborées au début de la décennie. Les appréciations plus récentes des différents facteurs concourant à l'équilibre gazier du pays montrent cependant que la Chine consommera moins de gaz que prévu, en produira plus et en importera moins, que ce soit sous forme liquéfiée ou par gazoduc.

Des prévisions de demande revues à la baisse

La demande en gaz naturel de la Chine est de 47 milliards de mètres cubes (Gm^3) en 2005. Elle pourrait augmenter fortement dans les prochaines décennies, à l'image de ce qui s'est passé pour le pétrole et pour le charbon. Les prévisions officielles inscrites dans le Xème plan quinquennal (2000-2005) chiffrèrent la consommation de gaz à $100 Gm^3$ en 2010 et à $200 Gm^3$ en 2020, soit un taux de croissance de 10% par an, taux élevé mais qui ne surprend pas puisqu'il est en phase avec le rythme de croissance de l'économie. D'autres prévisions étaient moins volontaristes (*BP* par exemple annonçait une demande de $74 Gm^3$ en 2010 et de $177 Gm^3$ en 2020), d'autres encore laissaient un éventail ouvert, soulignant les incertitudes attachées à cet exercice de prospective (*l'Oxford Institute for Energy Studies* donnait une fourchette de $70-105 Gm^3$ en 2010 et de $120-200 Gm^3$ en 2020). Le temps passant, plusieurs incertitudes sont levées et permettent de revoir à la baisse les scénarios : une demande de l'ordre de $65 Gm^3$ en 2010 et de $169 Gm^3$ en 2030 (selon l'Agence Internationale de l'Énergie, *World Energy Outlook, September 2006*) semble plus réaliste, ce qui correspond tout de même à un rythme d'augmentation de 5% par an. Il se trouve que plusieurs obstacles s'opposent à l'augmentation de la demande chinoise de gaz, d'ordre institutionnel essentiellement.

Commençons par un constat : le principal débouché au gaz devait être l'industrie électrique qui d'une part ne se développe pas aussi vite que prévu, d'autre part consomme presque exclusivement du charbon national pour sa production thermique ; le gaz naturel ne contribue que pour 1% à l'augmentation de la production d'électricité thermique de ces deux dernières années, selon le *Petroleum Economist*. Un autre débouché pour le gaz est la demande potentielle des ménages et des entreprises publiques de chauffage urbain, et aussi certaines industries telles que la fabrication d'engrais : la croissance de toutes ces consommations est bridée par le cadre institutionnel régissant l'industrie gazière chinoise.

La politique de prix est en cause tout d'abord. La stratégie d'autosuffisance énergétique adoptée par la Chine a systématiquement conduit à privilégier le développement du charbon à partir d'une politique de prix à la production incitative et de tarifs d'électricité très faibles qui ne favorisent pas la pénétration du gaz. La réforme de l'industrie électrique, des niveaux de prix des combustibles et de l'électricité, est ainsi une condition préalable à une plus forte pénétration du gaz.

Les barrières à la pénétration du gaz dans la demande finale se doublent d'un manque d'incitations à développer l'offre gazière. L'organisation du marché gazier chinois repose principalement sur un système d'allocation de la ressource à partir de quotas accompagné d'un système de prix administrés. Ces deux mécanismes, allocation des volumes et prix administrés, limitent la rentabilité des acteurs du secteur gazier et n'encouragent pas les entrants, notamment les investisseurs internationaux. Le système traditionnel, dont relèvent les projets gaziers mis en œuvre avant 1995, est un système à double niveau (double marché), établi sur la base de quotas à partir d'un plan de production. Des quotas de gaz sont affectés à certaines catégories de consommateurs jugés prioritaires, avec des prix administrés établis par la *National Development and Reform Commission (NDRC)* à des niveaux très bas (prix à la tête de puits). Par exemple, le secteur des engrais reçoit des allocations annuelles de gaz prioritaires et bénéficie d'un approvisionnement en gaz à des prix qui peuvent parfois être sensiblement inférieurs aux coûts de production. Au-delà de ces quotas, la production peut être vendue librement mais le prix doit s'établir dans une fourchette de plus ou moins 10 % par rapport à ceux fixés par la *NDRC*.

Le nouveau système mis en œuvre depuis 1995 concerne les projets gaziers développés après 1997 ; il stipule un prix de contrat librement négocié entre le producteur et le consommateur. Ce prix de contrat demeure, toutefois, soumis à l'approbation de la *NDRC*. On est donc en présence de systèmes de prix multiples et complexes qui rendent difficile la création d'un marché du gaz unifié. La dimension régionale est également présente et tend à renforcer la fragmentation de ce marché : certaines régions ont pu, en effet, négocier avec les institutions centrales la définition de prix spécifiques. L'allocation par les volumes de la ressource gazière est complétée par un système de licences d'importation et d'exportation qui freine la constitution de véritables marchés de l'énergie. Le nouveau système de prix constitue une première étape vers la libéralisation du prix du gaz naturel en Chine, même si pour l'heure il ne concerne que des segments de marché très restreints. Il se présente comme une tentative de mieux prendre en compte l'ensemble des coûts de production et à ce titre peut avoir un effet positif. Mais il témoigne en même temps de la difficulté à totalement libéraliser les prix de l'énergie tant les enjeux sociaux et donc politiques sont importants pour le gouvernement. En décembre 2005, les prix du gaz destiné aux entreprises publiques industrielles et de service ont été augmentés de \$ 3,4 /MBtu à \$ 3,8 /MBtu, premier ajustement significatif depuis 1997. On reste toujours bien loin des prix internationaux.

La réforme des prix du gaz est indispensable au développement sur grande échelle du marché gazier chinois, tant au niveau de l'offre que de la demande. Elle devra résoudre une contradiction majeure entre des prix qui n'apparaissent pas suffisamment rémunérateurs au niveau de l'offre pour assurer la rentabilité des investissements nécessaires et qui tout à la fois sont trop élevés (notamment par rapport au charbon) pour envisager une pénétration massive du gaz dans le résidentiel et la production d'électricité.

Autre obstacle au développement de l'industrie gazière en Chine : compte tenu des volumes envisagés et de la vitesse à laquelle cette industrie doit être créée, la satisfaction d'une large demande exigera des investissements de grande ampleur, notamment dans les infrastructures de transport et de distribution. Ce qui n'est guère envisageable sans un recours important aux investisseurs internationaux. Leur place dépendra de la volonté de l'Etat de se désengager du financement et donc du contrôle du secteur énergétique. Si dans les

autres secteurs la Chine a clairement choisi un mode de développement tiré par les investissements internationaux, les choix sont plus difficiles dans le domaine de l'énergie, marqué par une politique clairement affichée en faveur de l'autosuffisance énergétique. Les compagnies pétrolières internationales continuent à être confrontées à des politiques très restrictives quant à leur participation aux marchés énergétiques chinois tant en matière de ventes gazières en aval que d'investissements dans la production où les compagnies nationales sont privilégiées au détriment des investisseurs étrangers.

Des réformes structurelles sont indispensables pour permettre la forte pénétration du gaz dans le bilan énergétique chinois. La préférence accordée au charbon par rapport au gaz dans la stratégie de réduction de la dépendance par rapport au pétrole freinant en tout état de cause une entrée massive du gaz. Pollution et émissions de gaz à effet de serre ne sont pas prises en compte dans la politique énergétique chinoise.

La production de gaz de la Chine devrait s'accroître

Les réserves de gaz du pays sont pour l'instant relativement modestes, à l'échelle des énormes quantités d'énergie absorbées : *BP Statistical Review of World Energy* les estime à 2350 Gm³, soit 28 années de production. Elles permettent une production de 50 Gm³ en 2005, à partir des bassins de Tarim, de Sichuan, de Ordos, et aussi en l'offshore (Sanya et Pinghu). Plusieurs découvertes importantes ont été réalisées en 2006 : dans le bassin de Tarim, dans le Golfe de Bohai, d'autres à Daqing (bassin de Songliao), d'autres encore dans le bassin de Ordos en Mongolie Inférieure (au développement duquel *Total* participe) ; d'autres enfin ont été réalisées en juillet 2006 par *PetroChina* et le canadien *Husky Energy* en offshore profond, au large de Hong-Kong et de Guangdong. Ces découvertes pourraient doubler les réserves prouvées du pays et donc permettre une augmentation en proportion de la production nationale. Mais l'offre nationale ne couvrira probablement pas la totalité de la demande interne. Des importations devront la compléter, sous forme de GNL et grâce à des gazoducs.

Les importations de GNL : le prix international est jugé trop élevé

En 2006, la Chine est entrée dans le club fermé des pays importateurs de gaz naturel liquéfié (GNL), recevant dans son usine de regazéification de Guangdong la première cargaison provenant de *North West Shelf LNG*, Australie. La chaîne établie prévoit la livraison de 3,7 millions de tonnes de GNL (soit 5,1 Gm³) chaque année pendant 25 ans. Une autre usine de regazéification est en travaux et sera opérationnelle en 2009 : située à Fujian, elle importera 3 millions de tonnes de GNL par an (4,1 Gm³) pendant 25 ans, depuis les gisements indonésiens de Tangguh. Une troisième usine, située à Zhejiang près de Shanghai, pourrait entrer en construction pour une inauguration en 2010. Le projet semble actuellement gelé, même si en 2006, la *China National Offshore Oil Corporation (CNOOC)*, opérateur de ces usines, a passé un contrat d'achat de 3 millions de tonnes/an de GNL avec la Malaisie, pour des approvisionnements devant débiter en 2010-2011.

De fait, l'implication de la Chine dans la chaîne du GNL était à l'origine beaucoup plus ambitieuse : une vingtaine d'usines de réception de GNL devaient être construites, réparties sur toute la côte depuis Hong-Kong jusqu'à la péninsule coréenne, ce qui en 2020 aurait permis d'importer 80 millions de tonnes de GNL (110 Gm³). Ces usines recevraient le gaz qui serait brûlé dans les centrales électriques thermiques de la côte et dans les chaudières de grande taille produisant la chaleur urbaine pour les grandes villes proches. En réalité, il est fort probable que deux usines seulement fonctionneront à l'horizon 2010. L'obstacle majeur au développement des importations de GNL réside dans le prix élevé de cette forme de gaz. Si les deux usines de regazéification peuvent fonctionner, c'est que les contrats d'approvisionnement ont été négociés à un prix très bas : \$ 2,2 /MBtu pour le contrat Guangdong-NWS et \$ 3,8 /MBtu pour le contrat Fujian-Tangguh, à un moment où les prix

internationaux du GNL sont de l'ordre de \$ 10-12 /MBtu dans la région, prix certes conjoncturellement élevés mais qui ne devraient pas baisser en dessous de \$ 8 /MBtu. Les premiers fournisseurs de la Chine ont accepté de lui accorder une prime d'entrée dans le marché du GNL mais ne renouveleront pas un tel cadeau. Le marché du GNL est un marché de vendeur et dans la région, le Japon et la Corée du Sud sont prêts à enlever toute cargaison de GNL pour ainsi dire à n'importe quel prix. A titre d'anecdote, la *CNOOC* a annulé en 2006 le contrat d'approvisionnement qu'elle avait passé avec l'australien *Gorgon LNG*, jugeant le prix de \$ 8 /MBtu trop élevé. Les électriciens japonais n'ont pas hésité un instant à accepter ce gaz, au prix demandé.

On remarquera que la Chine ne s'est pas engagée auprès des gros exportateurs de GNL, fournisseurs traditionnels de l'Asie du Sud-Est que sont Qatar, Abu Dhabi, Brunei, ni avec le nouvel exportateur qu'est l'Egypte. Ce qui confirme que le GNL, dont le prix est jugé trop élevé, n'est pas une priorité dans les approvisionnements énergétiques du pays.

Les importations par gazoduc : Russie contre Caspienne

L'inauguration du West-East Gas Pipeline, en octobre 2004, capable d'amener sur une distance de 4000 km un volume de 12 Gm³ par an depuis le bassin de Tarim vers la région de Shanghai montre que ce mode de transport du gaz sur longue distance est tout à fait praticable dans la région. Des projets ont ainsi été étudiés pour que le pays importe du gaz à partir des grands producteurs que sont la Russie, le Turkménistan, le Kazakhstan et l'Ouzbékistan. Mais au-delà d'une simple énumération des projets, la situation apparaît complexe, fortement empreinte d'une dimension politique, et ressemble fort au jeu des chaises musicales : ce que la Chine enlèvera n'ira ni en Russie, ni en Europe de l'Ouest.

La Russie est susceptible de devenir un fournisseur important de gaz pour la Chine. Au cours de sa visite officielle du printemps 2006, le Président Poutine a signé avec la *Chinese National Petroleum Corporation* un accord portant le projet Altai : il s'agira d'établir, à partir du gisement de Sibérie occidentale de Kovytko, près de Irkoutsk, un gazoduc de 30 à 40 Gm³ de capacité, opérationnel dès 2010. Un autre gazoduc amènerait 40 Gm³ de gaz russe vers la Chine, dès 2010. Mais une question se pose : la Russie peut-elle se permettre de détourner de telles quantités de gaz plus naturellement promises aux marchés certains et solvables de l'Europe de l'Ouest ? Car si l'Europe achète le gaz au prix fort, ce n'est pas le cas de la Chine : Gazprom propose un prix de \$ 6 /MBtu, prix élevé semble-t-il par rapport à ce que la Chine souhaite payer pour ses importations gazières.

L'autre option d'approvisionnement de la Chine par gazoduc concerne la Caspienne : Turkménistan, Kazakhstan et Ouzbékistan détiennent d'importantes réserves de gaz, pas très éloignées du marché chinois. Le Turkménistan peut être un fournisseur de gaz important. Le président Niazov a signé, en avril 2006, un contrat prévoyant la construction du gazoduc *Energy Silk Route Pipeline*, capable de transporter 30 Gm³ de gaz sur 6000 km, depuis le gisement de Dauletabad, à partir de 2009. Seulement voilà : le président turkmène a aussi fait la promesse d'approvisionner massivement le Pakistan, l'Ukraine et surtout la Russie : un accord passé en 2002 avec Gazprom prévoit des livraisons de 80-90 Gm³. Si l'on additionne toutes ces promesses, il ne reste pas beaucoup de gaz turkmène pour la Chine.

Le projet envisagé avec le Kazakhstan est plus réaliste. Il prévoit d'acheminer 25 Gm³ par an depuis le gisement de Karachaganak, sur une distance de 3370 km, vers le bassin gazier chinois de Tarim puis vers Shanghai. La mise en œuvre de ce projet est d'autant plus crédible que le gisement de Karachaganak a été développé en coopération avec l'entreprise chinoise *CNOOC*, à qui revient une partie de la production. Le prix payé par la Chine serait de l'ordre de \$ 4-5 /MBtu. L'Ouzbékistan pourrait également être un fournisseur de gaz : le pays a largement accueilli les entreprises chinoises qui pourraient souhaiter envoyer leur part de

production vers leur pays d'origine. Mais les livraisons se feraient au détriment de la Russie, principal acheteur à long terme du gaz ouzbèk.

Les projets de livraison par gazoduc vers la Chine sont nombreux mais on ne peut pas les additionner. Ils cachent un arrière plan politique, expression des rapports de force qui mettent en concurrence la Russie et les Républiques gazières d'Asie Centrale.

L'avenir du gaz en Chine

Du gaz est disponible pour la Chine, dans son sous-sol et à l'importation. Mais cette forme d'énergie n'apparaît pas comme une priorité pour le pays qui privilégie le charbon. Des réformes institutionnelles doivent être adoptées pour permettre une plus grande pénétration du gaz dans son bilan énergétique, et ne seront efficace que si la Chine accepte un prix domestique du gaz compatible avec les cours internationaux.