



Fédération des chambres
de commerce du Québec | **fccq**

Projet d'implantation du terminal méthanier Énergie Cacouna

Mémoire de la FCCQ
Présenté au Bureau d'audiences publiques
sur l'environnement

6 avril 2006

La Fédération des chambres de commerce du Québec

Fondée il y a près de cent ans, la Fédération des chambres de commerce du Québec (FCCQ) constitue le plus vaste réseau de gens d'affaires au Québec. Acteur incontournable du paysage économique, ce regroupement parle au nom de 164 chambres de commerce locales, représentant pas moins de 57 000 entreprises actives dans tous les domaines économiques.

L'engagement de la Fédération et ses nombreuses interventions dans l'espace public sont motivés par la volonté de promouvoir le développement économique, d'encourager l'esprit d'entreprise et de favoriser la création d'emplois.

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	1
SUR LA NÉCESSITÉ DE PORTS MÉTHANIERES AU QUÉBEC	
PREMIÈRE PARTIE	3
QU'EST QUE LA SAE ?	
DEUXIÈME PARTIE	4
LE GNL ET LA MONDIALISATION DU MARCHÉ DU GAZ NATUREL	
1- LA DEMANDE PROJETÉE	4
2- CONCENTRATION DE L'OFFRE	5
3- STRUCTURES ET NIVEAU DES PRIX	6
TROISIÈME PARTIE	8
LE GNL : QUELS EFFETS SUR LA SITUATION ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC ?	
1 - DIVERSIFICATION DES SOURCES D'APPROVISIONNEMENTS GAZIERS	8
2- FLEXIBILITÉ DU BILAN ÉNERGÉTIQUE	9
<input type="checkbox"/> Absence de production autochtone de pétrole et de gaz naturel :	10
<input type="checkbox"/> Les économies d'énergie sont modestes :	10
<input type="checkbox"/> La substitution inter-énergétique :	11
3- IMPORTER POUR CONSOMMER OU POUR RÉEXPORTER?	12
CONCLUSION	13

INTRODUCTION

SUR LA NÉCESSITÉ DE PORTS MÉTHANIER AU QUÉBEC

Deux projets de terminaux méthaniers pour GNL* (Rabaska et Cacouna) sont aujourd'hui proposés et discutés au Québec. Mais, bien avant qu'ils ne soient examinés par les autorités compétentes (fédérales et provinciales), pour voir s'ils répondent adéquatement aux normes de l'environnement, ces deux projets sont déjà soumis à de fortes pressions de la part des groupes écologistes et parfois même par une partie des populations concernées.

Dans le cadre de la consultation générale sur la politique énergétique du Québec menée en 2004 par la commission de l'économie et du travail, la Fédération des chambres de commerce du Québec (FCCQ), mentionnait déjà toute l'importance de diversifier le portefeuille énergétique de la province, et ce notamment en augmentant l'approvisionnement en gaz naturel, pour des raisons de sécurité énergétique d'abord mais aussi pour la hausse du rendement énergétique possible avec l'utilisation de combinaisons plus judicieuses des différentes sources d'énergie.

Le Québec ne compte actuellement que sur une seule source d'approvisionnement en gaz naturel, soit la pipeline en provenance de l'Ouest canadien. Cette position de captivité nuit considérablement à la position concurrentielle du gaz naturel sur ce marché, à une période où le gaz naturel connaît un engouement important et alors que les taux de croissance de la demande de gaz naturel prévus pour les prochaines années laissent anticiper des pressions à la hausse sur les prix.

Les projets Rabaska et Cacouna ont été conçus spécifiquement pour diversifier les approvisionnements gaziers et réduire les pressions sur la hausse de coûts du gaz naturel. Avec les importations de GNL, une plus grande concurrence entre les approvisionnements continentaux et internationaux pourrait améliorer la sécurité énergétique du Québec, faciliter la pénétration de gaz naturel dans différentes régions et diminuer potentiellement les coûts d'énergie des utilisateurs.

Ainsi, la FCCQ appuie la construction de ports terminaux méthaniers au Québec. Le présent mémoire vient établir les éléments de cette recommandation.

* Gaz naturel liquéfié

Pour éviter, dès le départ, toute confusion et tout amalgame concernant ce sujet, il faut, commencer par bien distinguer deux questions :

1. La première consiste à se demander, dans quelle mesure et selon quelles conditions l'ouverture du Québec au GNL viendra **favoriser la flexibilité de son bilan énergétique (substitution inter-énergétique) et améliorer la sécurité de ses approvisionnements futurs en gaz naturel.**
2. La deuxième question touche plus particulièrement le problème du **choix de l'emplacement géographique optimal** (tenant compte, en même temps, de l'économique des projets et des contraintes de l'environnement) pour construire et faire fonctionner les terminaux en question.

Ce rapport se concentre exclusivement sur l'analyse des éléments de réponse à la première question, en laissant complètement le soin de répondre à la deuxième question aux scientifiques et aux spécialistes de l'environnement, dont c'est le métier. **La distinction entre ces deux questions nous paraît tout à fait importante pour la simple raison qu'un certain emplacement peut être considéré comme sous optimal, ou même complètement négatif sur le plan de l'environnement, sans que cela puisse vouloir dire nécessairement que l'introduction du GNL doit être bannie définitivement et irrémédiablement.** La seule conclusion à tirer, devant un tel cas serait plutôt d'aller trouver un autre emplacement et non de rejeter, par principe, l'apport éventuel du GNL au bilan énergétique du Québec.

Nos points de référence, pour traiter la première question, sont la sécurité des approvisionnements énergétiques (SAE) et la flexibilité du bilan énergétique du Québec, dans le moyen et le long terme. Le plan de notre rapport se déroulera en trois étapes.

1. Dans un premier temps, nous définirons ce que nous entendons par SAE et nous essayerons de tirer de cette définition deux principes directeurs en ce qui concerne la politique énergétique en général.
2. La deuxième partie sera consacrée à décrire les paramètres internationaux du secteur du GNL, dont le Québec doit tenir grandement compte dans sa décision.
3. La troisième et dernière partie examinera le degré de validité des raisons que l'on peut, en principe, avancer pour justifier l'ouverture du Québec au GNL.

PREMIÈRE PARTIE QU'EST-CE QUE LA SAE?

La sécurité des approvisionnements énergétiques (SAE) inclut et renferme trois composantes. La première est la **sécurité physique** qui est la disponibilité matérielle de la ressource à la consommation finale. La deuxième est la **sécurité géo-politique** qui est l'assurance que cette disponibilité physique soit la moins soumise possible aux risques d'interruptions ou de perturbations pour des raisons d'ordre politique. La troisième composante est la **sécurité économique**, qui consiste à ce que la détermination des prix de la ressource soit la plus éloignée possible des manipulations d'un petit nombre de producteurs ou des interventions des États, sauf pour corriger les effets, parfois intolérables, que peut entraîner le fonctionnement des marchés sur les équilibres socio-économiques d'une société.

Sur le plan du secteur de l'énergie plus précisément, **la sécurité économique exige le respect d'un système de prix internes qui tient compte de la concurrence, la plus libre possible, entre les différentes formes d'énergie**. Il faut que ce système tienne compte aussi des prix comparatifs sur les marchés régionaux et sur le marché international, quand ces deux sortes de marchés existent. Il s'agit finalement de s'assurer d'être à l'abri d'une pénurie d'approvisionnements en électricité susceptible d'entraîner une flambée des prix d'achat à court terme voire, à la limite, une rupture des stocks et un rationnement de la demande.

Sans un tel système de prix, les ajustements aux variations des fondamentaux du marché se font mal ou ne se font pas du tout. Les conséquences, à terme, de ces absences ou de ces mauvais ajustements, seront non seulement la rigidité dans la structure et dans la composition de la demande d'énergie, mais aussi de la dépendance de cette demande à telle ou telle forme d'énergie, ce qui finirait par menacer la sécurité d'approvisionnements elle-même.

À partir de ces définitions, deux principes généraux peuvent être dégagés et doivent, par conséquent, être respectés par toute politique de l'énergie qui se fixe la sécurité des approvisionnements comme objectif prioritaire : c'est le cas au Québec.

Le premier principe est de privilégier, , les ressources autochtones par rapport aux mêmes ressources provenant de l'étranger.

Le deuxième principe est l'application de la règle de diversification et de la substitution inter-énergétique.

Ces principes sont à la base de l'analyse qui va suivre

DEUXIÈME PARTIE

LE GNL ET LA MONDIALISATION DU MARCHÉ DU GAZ NATUREL

À la différence du pétrole, le gaz naturel ne constitue pas jusqu'ici un marché mondial unifié. La demande du GNL, qui est essentiellement un procédé technique pour faciliter le transport maritime du gaz naturel des régions productrices aux régions consommatrices, est une demande dérivée du gaz naturel. Plus la demande sur cette dernière commodité croît, plus la demande du GNL peut, en principe, croître. La condition essentielle de cette croissance de la demande du GNL, en plus de l'augmentation de la demande du gaz naturel, est la concurrence que livre le transport par gazoduc au transport par méthanier.

Cette concurrence est encore assez forte aujourd'hui, ce qui explique la prédominance, dans le secteur gazier, des marchés régionaux et la difficile émergence d'un marché gazier mondial unifié. Les marchés régionaux sont, aujourd'hui encore, le marché européen (incluant la Russie, l'ancienne zone soviétique, l'Afrique du Nord en plus des pays de l'UE), le marché asiatique (essentiellement le Japon, la Corée du Sud, l'Indonésie et, potentiellement, la Chine et l'Inde) et, finalement le marché Nord-Américain (États-Unis, Canada, Mexique). Même si le Japon est un grand client (le premier, en fait) du GNL, il demeure que, dans ces trois marchés, c'est l'option gazoduc qui domine encore. En effet, 22% seulement des échanges gaziers totaux dans le monde se font aujourd'hui par GNL pour 78% par gazoduc.

Selon des prévisions récentes (2006), le commerce mondial du GNL est promis à un développement rapide, de l'ordre de 7% l'an d'ici 2020, ce qui porterait sa part dans les échanges gaziers internationaux de 22% à 38% environ. D'où viendra cette augmentation et à quelles conditions?

1- La demande projetée

- L'augmentation de la demande du GNL viendra, en tout premier lieu, des États-Unis. Comme pour le pétrole, la part de la consommation du gaz de ce pays par rapport au total de la consommation mondiale est d'environ 24,3% au moment où, par rapport au total mondial, ses réserves ne représentent que 3% et sa production domestique environ 21% (en 2003). Il est clair, dans ces conditions et toutes choses égales par ailleurs, que le ratio réserves/production (R/P) de ce pays est déjà faible (de l'ordre de 9,5 ans – le Canada 9,2 ans) et sera en déclin demain par rapport à sa demande future de gaz naturel. Cette demande, selon les prévisions,

va augmenter d'ici 2020 à un taux annuel moyen de 1,7%. Dans ces conditions, **les États-Unis seront les premiers clients potentiels du GNL dans les prochaines années avec un taux de croissance de l'ordre de 13% par an en moyenne**, selon les prévisions, dépassant ainsi l'Europe dont le taux prévu est de 8%.

Le deuxième client est l'Asie. Le Japon est, depuis plusieurs années déjà, le premier demandeur mondial du GNL, mais les nouvelles interrogations concernent plutôt la Chine et l'Inde. Ces deux pays cherchent à s'insérer dans le marché du GNL, en faisant miroiter aux producteurs leurs immenses potentiels de demande future pour obtenir des contrats à long terme avec des rabais par rapport aux prix forts du gaz actuellement. Tant que de tels contrats ne sont pas signés (et il y a fort à parier qu'ils seront difficiles à obtenir avec les niveaux actuels et prévisibles des prix du gaz naturel et du pétrole), il est pour le moins risqué de tabler sur la demande incertaine de ces deux pays pour prédire une « explosion » de la demande mondiale du GNL. D'autant plus, que les contraintes de l'environnement dans ces deux pays sont faiblement respectées, ce qui leur laisse une large marge de manœuvre avec l'utilisation massive du charbon comme source alternative au gaz.

- Pour ce qui est de l'Europe, la domination de l'option gazoduc ne fait pas de doute jusqu'à présent. Mais, la récente épisode Russie-Ukraine n'a pas manqué d'introduire une certaine crainte concernant la position dominante de la Russie sur le marché du gaz (26,7% des réserves mondiales, 81 ans de R/P et 22,1% de la production) ainsi que sur le problème épineux des risques liés aux pays de transit des gazoducs (le cas de l'Ukraine) et les menaces à la sécurité des approvisionnements qui s'ensuit. Est-ce que tout cela est suffisant pour changer radicalement de stratégie et opter pour le GNL à la place des gazoducs? C'est possible, mais c'est peu probable. D'autant plus que l'alternative GNL n'est pas exempte elle-même de risques politiques. En effet, l'importation du GNL des pays du Moyen-Orient (Qatar, par exemple, ou l'Iran), qui constituent l'autre pôle important des réserves et de la production de gaz naturel en dehors de la Russie, recèle elle aussi des tensions politiques évidentes.

2- Concentration de l'offre

Il est à prévoir que le carrefour des approvisionnements en GNL, dans les vingt prochaines années, sera comme pour le pétrole, le Moyen-Orient. La capacité de liquéfaction mondiale d'aujourd'hui est estimée à 176 millions de tonnes/an (Mt/an). Environ 42 Mt/an viennent de trois pays de cette région (Qatar, Abou-Dhabi, Oman). Si l'on ajoute la capacité d'autres pays, membres de l'OPEP (Algérie, Indonésie, Nigeria, etc...), on arrive à une capacité de l'ordre de 58,5% environ du commerce total du GNL. Les trois premiers pays que nous venons de mentionner renferment, à eux seuls, environ 34% des réserves prouvées du gaz naturel dans le monde. Face à des prévisions

qui situent les échanges internationaux par méthaniers entre 310-375 Mt/an en 2020, les pays de l'OPEP (incluant ceux du Moyen-Orient et ceux en dehors de cette région comme l'Indonésie et le Nigeria) auront une capacité de production de GNL d'environ 225 Mt/an, soit entre 72 à 60% du total. Les 3 pays mentionnés plus haut doubleront leurs capacités de 42 Mt/an aujourd'hui à 93 Mt/an en 2010. Sur ce total de 93 Mt/an en 2010, le Qatar seul sera responsable de 77Mt/an.

En bref, la concentration des réserves de gaz naturel (essentiellement Russie et Moyen-Orient) face à la concentration de la demande (essentiellement États-Unis, Europe et potentiellement Chine et Inde) est une situation qui, en principe, doit favoriser le développement du GNL et contribuer à transformer son marché de régional, qu'il est actuellement, en un marché mondial

3- Structures et niveau des prix

La structure des prix du gaz sur son marché régional le plus important, l'Europe, est jusqu'ici fondée sur deux bases :

- 1) Un lien direct avec les prix du pétrole et des produits pétroliers, selon différentes formules d'indexation;
- 2) Des contrats à très longue durée de 20 à 25 ans avec la clause de « Take or Pay ».

Ces deux bases sont aussi valables pour le GNL quitte à y ajouter, aux prix du gaz, le différentiel du coût entre l'option gazoduc et l'option méthanier.

L'avantage principal de cette structure est une certaine stabilité dans les prix et surtout l'assurance, pour l'acheteur, quant à la sécurité de ses approvisionnements à long terme. Depuis la dérégulation des marchés gaziers aux États-Unis et au Royaume-Uni, une autre manière de fixer les prix du gaz est apparue. Elle est moins directement liée aux prix du pétrole et reflète plutôt l'équilibre entre l'offre et la demande du gaz naturel lui-même. Ces prix sont, en plus, des prix « spots » (Henry Hub pour les États-Unis) à court terme ainsi que des prix par cotations standardisées du type NYMEX (aux États-Unis) et IPE (au Royaume-Uni). **Il faut bien reconnaître que si cette manière de déterminer les prix, sans indexation sur les prix des énergies concurrentes, surtout le pétrole, favorise la concurrence, elle favorise aussi la volatilité des prix que cette concurrence porte en elle.**

Si l'on considère que les États-Unis constitueront le marché futur par excellence du GNL (de 2% en 2003, le GNL doit atteindre une part de 20% de la demande américaine du gaz en 2020) et que leur part du total mondial de ce marché passera de 5 à 6% actuellement à 25% en 2020, il y a alors lieu de conclure que c'est la manière « américaine » de fixation des prix qui sera probablement dominante. Les prix du gaz sur le marché américain dérégulé sont passés de 2/3\$/MMBtu avant 2000 à 7\$ et plus en 2005. **Au cas où cette tendance haussière des prix, reflet du rétrécissement de l'offre régionale prévu, persiste, le GNL trouvera devant lui une occasion alléchante pour pénétrer le marché américain.** Mais, à moyen terme, une fois le GNL installé, les prix du gaz auront très probablement tendance à baisser par l'effet de l'augmentation de l'offre et, surtout, par l'effet de la concurrence entre un nombre accru de vendeurs sur un marché, cette fois-ci international et non plus seulement régional. Or, si les prix, à moyen terme, baissent, il y a lieu de croire que les pays aujourd'hui hésitants ou récalcitrants à s'engager dans le GNL devant les prix élevés d'aujourd'hui (la Chine et l'Inde, précisément), seront alors incités à s'engager, augmentant ainsi, la demande mondiale et par conséquent les prix futurs. Ce sont là des conséquences possibles d'un marché qui se mondialise tout en se libéralisant.

La question qui reste ouverte et qui suscite la controverse est de se demander si les pays grands producteurs de gaz naturel, que nous avons déjà cités, ne vont pas être tentés de rééditer le modèle – OPEP du pétrole au gaz naturel. D'aucuns voient déjà dans le *Gas Exporting Countries Forum* (GECF) un embryon d'un OPEP du gaz, si l'on peut s'exprimer ainsi. D'autres croient que le contrôle d'importantes réserves par un petit nombre de pays ne sera pas le facteur stratégique le plus important dans le futur. C'est plutôt, disent ces derniers, les besoins en financement du GNL (de l'ordre de 3,1 trillions de \$ pour les 30 prochaines années) ainsi que la disposition de la technologie qui sont les deux facteurs déterminants qui domineront la structure du marché futur de GNL. Un dernier point, d'ordre technique, qui joue en défaveur d'une éventuelle cartellisation est que, à l'inverse du pétrole, dans le cas du GNL les producteurs sont obligés d'opérer leurs installations à pleine capacité pour couvrir leurs coûts au moment où les pays producteurs utilisent leur capacité de production (à la hausse ou à la baisse) pour contrôler le marché.

TROISIÈME PARTIE

LE GNL : QUELS EFFETS SUR LA SITUATION ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC?

À la lumière du contexte international du GNL et de son évolution probable, que nous venons de résumer à grands traits, il est maintenant possible d'examiner la validité des arguments (et leurs limites) qui sont avancés pour soutenir l'ouverture du Québec au GNL.

1 - Diversification des sources d'approvisionnements gaziers

Depuis la mise en œuvre, au début des années 80, du programme fédéral de pénétration du gaz naturel sur son territoire, le Québec ne dispose que d'une seule source d'approvisionnement : l'Ouest canadien. Tout le gaz naturel consommé par le Québec provient de l'Alberta en utilisant le gazoduc du TCPL. La motivation principale de ce programme était de consolider le « lien » énergétique entre l'Ouest canadien producteur et le Québec, importateur de gaz naturel. La même philosophie présidait à la construction du pipeline Sarnia-Montréal, pour ce qui est des approvisionnements pétroliers.

Jusqu'à aujourd'hui, le Québec dispose ainsi d'une source d'énergie gazière fiable et hautement sécuritaire. **Cette situation peut, à moyen et long terme, se fragiliser pour une raison purement physique : la stagnation et ensuite le rétrécissement éventuel de l'offre du gaz naturel de l'Ouest.**

En effet, les réserves canadiennes en gaz naturel ne représentent plus aujourd'hui que 0,9% (les États-Unis 3%) du total des réserves mondiales. En comparaison, la Russie occupe 26,7% de ce total, le Qatar 14,7%, l'Iran 15,2%, l'Algérie et l'Arabie Saoudite, respectivement 2,6% et 3,8% (statistiques de 2003). Le rapport réserves/production (R/P) est de 9,2 ans au Canada, au moment où dans la plupart des pays producteurs, ce rapport varie entre 25 et 50 ans avec un pic de 80 ans environ pour la Russie.

Par ailleurs, la proximité géographique de l'Ouest canadien des États-Unis, dont toutes les prévisions de la demande en gaz naturel annoncent la hausse dans le moyen et long terme, exercera sans doute un effet d'attraction qui viendra fragiliser encore plus la position du Québec comme acheteur captif.

Étant donné que le Québec ne produit pas du gaz naturel « commercialisable » sur son territoire, la seule issue possible à cette situation est l'ouverture du Québec vers l'extérieur afin de diversifier ses sources d'approvisionnement pour répondre, d'abord et avant tout, à ses besoins intérieurs en gaz naturel et à l'accroissement de ces besoins dans le futur.

Face à une telle situation et étant donné le contexte international que nous avons décrit précédemment, l'introduction du GNL au Québec trouve là sa meilleure justification, certainement la moins possible en tout cas à contester. Sauf si nous estimons que le gaz naturel peut être substitué par des sources d'énergie autochtones, ce qui n'est pas réaliste comme nous allons le vérifier en examinant le bilan énergétique québécois.

Mais, avant de passer à cet examen, il est opportun de rappeler ici, l'épisode du pétrole. En effet, le Québec était tributaire de l'Ouest à environ 50% de ses importations en pétrole brut au début des années 80. Une fois que les prix du pétrole international avaient commencé à baisser en 1985-86 et ensuite à stagner pendant une longue période de temps à moins que 20\$/bl (1986-1999), le pétrole albertain avait commencé son déclin en se retrouvant de plus en plus non compétitif, du moins pour le Québec. Il était, par conséquent, tout à fait normal que le Québec s'adresse aux sources étrangères pour s'approvisionner. Aujourd'hui, aucun baril de pétrole ne provient plus de l'Ouest et le nombre de fournisseurs du Québec n'a fait qu'augmenter en se diversifiant. **Ce qui était vrai pour le pétrole hier, peut le devenir demain pour le gaz naturel. D'où la nécessité de s'ouvrir tôt ou tard, vers l'extérieur pour s'approvisionner au gaz; d'où aussi la nécessité d'introduire le GNL. Sauf si on laisse l'initiative dans ce domaine aux autres provinces de l'Atlantique.**

2- Flexibilité du bilan énergétique

Au début des années 80 et par l'effet combiné de la mise en production de la Baie James, du programme fédéral de pénétration du gaz naturel et des conséquences des deux chocs pétroliers de 1973 et de 1979/80, le bilan énergétique du Québec a connu une transformation très profonde.

Sans tenir compte, pour l'instant, du biomasse et en voulant fournir une image globale pour toute la période 1985-2002, nous constatons que la part de l'hydroélectricité est passée de 20 à 40% environ et le gaz naturel de 6/7% à 14/15% environ. La croissance de ces deux formes d'énergie s'est presque exclusivement effectuée au détriment du pétrole, dont la part est passée d'environ 70% en 1973 à environ 40% à partir de la première partie de la décennie 80.

En 2002, la dernière année pour laquelle nous disposons de statistiques officielles, le bilan énergétique se présente comme suit : pétrole 37,63%, gaz naturel 12,91%, hydroélectricité 38,04%, biomasse 10,44%. L'apport des formes «non conventionnelles» d'énergies (éolienne, solaire, hydrogène, etc) , n'est même pas mentionné tellement cet apport est marginal.

Le point central qu'il faut bien souligner, en ce qui concerne ce bilan, est sa stabilité tout au long des vingt dernières années. En gros, les parts respectives des différentes formes d'énergie sont restées pratiquement sans changement. Cette stabilité, qui peut paraître à première vue, comme un signe positif de la situation énergétique du Québec, cache en réalité une rigidité qui pourrait menacer, à moyen et long terme, la sécurité des approvisionnements. Quelles sont les raisons de cette stabilité et en quoi l'ouverture au GNL (entre autres et pas seulement) peut contribuer à rendre ce bilan plus flexible? Les points suivants résument les éléments de réponse à cette question.

- **Absence de production autochtone de pétrole et de gaz naturel :**

Si le Québec est sensible à la question de la sécurité, c'est essentiellement parce qu'il n'est producteur ni de pétrole, ni de gaz naturel, malgré que ces deux formes d'énergie occupent au moins la moitié de sa consommation totale d'énergie. Jusqu'à présent, aucune découverte vraiment commercialisable n'est venue changer la donne et il est peu probable que cette situation change, sauf découverte vraiment imprévue.

À notre connaissance, aucune grande société pétrolière ou gazière internationale n'a manifesté un intérêt concret de venir investir dans l'exploration au Québec malgré la hausse importante des prix du pétrole ces dernières années, ce qui normalement aurait dû être le cas si les indices de découvertes possibles étaient présents. **Devant ces faits, la seule politique à suivre est d'encourager la diversification des sources d'approvisionnement pour le pétrole et le gaz. L'introduction du GNL s'inscrit tout naturellement dans ce schéma.**

- **Les économies d'énergie sont modestes :**

Malgré le discours public qui ne cessait de les réclamer, tout au long de la période, on peut difficilement dire que les économies d'énergie sont aujourd'hui au rendez-vous. **La consommation d'énergie par habitant en TEP (tonne équivalent pétrole) a même augmenté de 4,74 en 1982 à 5,58 en 2002. Entre 2001 et 2002, la consommation totale a crû à un taux de 6%.** On peut ainsi, continuer à présenter les autres indices concernant la consommation par secteur d'activité, par forme d'énergie, etc... : tous ces indices indiquent que le Québec, ainsi que le Canada d'ailleurs, sont loin des performances des pays européens et du Japon, dans ce domaine. Il n'y a que les États-Unis qui nous dépassent à cet égard. **C'est, d'ailleurs, pour cette raison que l'Agence**

Internationale de l'Énergie (AIE) classe le Canada, en compagnie des États-Unis, parmi les pays les plus énergivores de l'OCDE.

Malgré les idées reçues à ce sujet, ce n'est ni la myopie du consommateur, ni son irrationalité qui sont responsables de ce « déficit » en économies d'énergie. Bien au contraire, ce déficit est la conséquence de deux politiques erronées. D'abord, de la politique des prix pétroliers « Made in Canada » qui était, en réalité, une subvention directe à la consommation pour maintenir les prix du brut interne en dessous du prix international (cette politique fut arrêtée en 1984); et, ensuite, de la politique québécoise des tarifs du kWh qui, eux, sont jusqu'à présent très en dessous du coût marginal. Dans les deux cas, le résultat fût le même : faire payer le contribuable et non le consommateur. Dans ces conditions, il ne faut pas s'étonner de l'augmentation de la consommation, du retard dans les innovations technologiques qui économisent l'usage de l'énergie, etc... Ces résultats sont, en dernière analyse, des ajustements rationnels à des politiques irrationnelles.

• La substitution inter-énergétique :

Le problème des prix de l'énergie que nous venons d'évoquer, est au cœur du blocage de la substitution inter-énergétique.

Pour le pétrole, il faut commencer par souligner que le seul secteur qui est encore captif est le secteur du transport. Dans tous les autres secteurs, les autres formes d'énergie (le gaz naturel, l'hydroélectricité, la biomasse, etc...) peuvent se substituer aux produits pétroliers sans grands problèmes sur le plan technologique. Étant donné que le pétrole est la forme d'énergie la plus risquée sur le plan politique et la plus polluante après le charbon, il s'avère nécessaire d'éviter que des mesures gouvernementales viennent empêcher de répercuter la hausse des prix, que nous connaissons depuis quelque temps et qui semble vouloir durer, au niveau de la consommation finale. C'est la condition pour permettre au gaz naturel de vraiment concurrencer à court et à long terme, à court et moyen terme, le mazout dans le chauffage domiciliaire. À plus long terme et avec des prix du pétrole qui dépasseraient les 100\$/bl, on peut espérer une introduction du gaz naturel dans le secteur du transport, à condition de trouver la technologie la plus appropriée et la plus économique à cet égard.

Hydroélectricité – gaz naturel : la concurrence, si concurrence il devait y avoir, c'est entre ces deux formes d'énergie, car elles sont interchangeables dans presque tous les usages. La condition indispensable à cette concurrence est la hausse des tarifs d'Hydro-Québec et la réduction de l'interfinancement. En effet, quand on connaît le coût actuel de production d'un nouveau kWh (entre 9 et 12 cents/kWh) et le tarif courant (environ la moitié et parfois moins), on mesure immédiatement le chemin qui reste à parcourir. Mais si le champ d'extension de la production d'hydroélectricité continue à se rétrécir et que le coût unitaire continue à s'élever sans que les tarifs à la consommation suivent la même courbe, il faut bien finir par convenir que nous nous trouverons là

devant une situation intenable. L'introduction de l'énergie éolienne change peu cette situation, d'une part, parce que le coût de production de son kWh est, en moyenne, proche du coût du nouveau kWh hydroélectrique et que, d'autre part, parce qu'elle est une énergie complémentaire, du moins dans l'avenir prévisible (d'ici 2020, par exemple). De toute manière, si les tarifs d'Hydro-Québec n'amorcent pas un mouvement continu qui les conduirait, par étapes, à rejoindre le coût marginal, l'introduction du GNL trouvera de la difficulté à s'implanter.

Finalement, il faut bien souligner ici que, depuis une dizaine d'années, le secteur électrique est devenu le moteur de la croissance gazière mondiale, suite à l'abrogation de la directive européenne, en 1991, interdisant l'utilisation du gaz dans les centrales thermiques. Cet exemple, doit, nous semble-t-il, être suivi par le Québec, malgré la controverse soulevée par ce sujet à l'occasion du projet Suroît.

3- Importer pour consommer ou pour réexporter?

La réponse à cette question est : les deux.

En effet, le Québec ne doit pas se limiter à répondre aux besoins exclusifs du Québec ; la province doit profiter de sa position éventuelle pour réexporter le gaz naturel vers les autres provinces limitrophes (Ontario) et surtout vers l'immense marché futur américain.

Il ne faut pas, par ailleurs, aller jusqu'à croire que le Québec formera dans le futur un nouveau Hub gazier. Les concurrents seront nombreux, étant donné la multiplication des projets de ports méthaniers dans l'Est du Canada (un au Nouveau-Brunswick et deux en Nouvelle-Écosse). Mais, cela n'empêche pas de mentionner, sans pour autant prendre position sur la question de l'emplacement, que Gros-Cacouna par exemple fut considéré par le premier livre blanc sur l'énergie en 1972, comme le site idéal pour un port en eau profonde qui pourra accueillir les gros tankers pétroliers. Le différentiel entre le prix du pétrole international de l'époque et le prix albertain ainsi que le différentiel des coûts de transport, auront permis au « pétrole de Cacouna » d'approvisionner le Canada en pétrole étranger jusqu'aux limites de la ligne Borden. Nous ne sommes plus là, bien entendu. Mais cette référence est évoquée pour souligner que s'il s'avère que des avantages comparatifs existent, il est tout à fait normal d'en profiter, dans le cas du GNL. Ce sera là une occasion de recueillir, un effet positif de la mondialisation dans l'intérêt du Québec

CONCLUSION

En conclusion, voici les principaux éléments menant la FCCQ et son réseau à reconnaître —sans spécialement privilégier une localisation particulière— la grande importance pour la province de Québec d'augmenter ses sources d'approvisionnement de gaz naturel et de se doter d'un port méthanier.

1. **Il existe une forte probabilité de voir les trois marchés régionaux actuels (Amérique du Nord, Asie et Europe) se transformer, à moyen et long terme, en un seul marché mondial de gaz naturel.** Le vecteur de cette transformation sera sans doute le GNL, dont le rôle et la part dans le commerce international du gaz naturel vont aller en s'accroissant d'ici 2020.
2. **La raison principale de cette transformation est l'augmentation prévisible de la demande mondiale du gaz naturel et l'incapacité des offres régionales à répondre seules à cette augmentation.** Le cas des États-Unis, le plus grand marché du monde, est le plus significatif et le plus illustratif à cet égard. Dans les prochaines années, toutes les prévisions à ce sujet sont concordantes, ce pays aura nécessairement besoin d'importer du gaz naturel de l'extérieur de l'Amérique du Nord pour équilibrer son marché. Cela va nécessairement représenter une augmentation très importante des projets de GNL.
3. **Les procédés techniques de production et de transport du GNL favorisent l'augmentation du nombre des acteurs sur le marché ainsi que leur interaction, et cela en dépit de la forte concentration de l'offre.** En principe, donc, la concurrence sur un marché mondialisé va s'accroître, entraînant à moyen terme une baisse possible du niveau des prix.
4. **Face à ces changements importants, le premier défi du Québec est de sécuriser ses approvisionnements futurs en gaz naturel en diversifiant ses sources pour n'être plus totalement captif, comme c'est le cas aujourd'hui, du gaz albertain.** D'autant plus, que la production du gaz naturel canadien, de l'avis des spécialistes, ne tardera pas à rentrer dans sa phase de déclin étant donné son faible rapport réserves/production. La SAE du Québec exige, dans ces conditions, de s'ouvrir sur le marché du GNL et d'y prendre part.
5. **Une autre réalité vient aussi justifier cette ouverture : le rétrécissement de l'espace d'expansion de la production d'hydroélectricité et la croissance des coûts de production du nouveau kWh qui en découle.** Par conséquent, ouvrir la voie à une saine

concurrence entre le gaz naturel et l'hydroélectricité introduira sans doute plus de flexibilité dans le bilan énergétique du Québec. Il demeure que cette saine concurrence ne peut avoir lieu, si les tarifs d'électricité restent, comme c'est le cas aujourd'hui, à environ la moitié du coût marginal de production.

6. **Il nous paraît très souhaitable, par ailleurs, que le Québec puisse prendre sa place dans le processus de mondialisation du marché du gaz naturel, étant donné sa position géographique avantageuse sur le continent.** De telle sorte, que l'introduction du GNL sur son territoire viendra répondre non seulement à ses propres besoins futurs, mais aussi aux besoins des provinces limitrophes et surtout au besoin immense du marché américain voisin.

En terminant, la FCCQ souhaiterait sensibiliser le gouvernement sur l'impact des pressions exercées par les "non-développeurs" sur la sécurité énergétique du Québec. À la lumière de cette analyse, les opposants à la construction de ports méthaniers hypothèquent grandement la capacité de la province à exploiter pleinement son fort potentiel énergétique et à participer également à la réduction globale des émissions de gaz à effets de serre. En effet, conformément au mémoire de la FCCQ présenté dans le cadre des consultations générales sur la politique énergétique du Québec (décembre 2004), il convient d'adopter une vision continentale de la réduction de la pollution liée à la production d'énergie. Aussi, en référence à la position de la FCCQ en réponse au Plan de développement durable du gouvernement du Québec (mars 2005), nous souhaitons insister sur le fait que l'application des principes de développement durable restera incomplète et inefficace si elle n'adhère pas aux impératifs du développement économique.

Références

1. *BP Statistical Review of World Energy*, june 2004.
2. *L'Énergie au Québec*, édition 2004 (internet).
3. Chabreliè, Marie-France (CEDIGAZ) : « *L'industrie gazière à l'horizon 2020* », Panorama 2006, L'Institut Français du Pétrole (IFP), Paris 2006.
4. Chabreliè, Marie-France (CEDIGAZ) : « *Le GNL : une commodité en devenir* », Panorama 2006, L'Institut Français du Pétrole (IFP), Paris 2006.
5. Maisonnier, Guy : « *Les liens entre les prix du gaz naturel et du pétrole* », Panorama 2006, L'Institut Français du Pétrole (IFP), Paris 2006.
6. Wiggins, Dena E. : « *The Shifting Sands of U.S. Legislative and Regulatory Policy: Implications for Natural Gas Supplies from Foreign Sources* », IAEE, News Letter, First Quarter 2006.