

**Projet** : Terminal méthanier de Gros-Cacouna

Breton, Banville & Associés  
375, boul. Laurier  
Mont-St-Hilaire (Québec)  
J3H 6C3

Téléphone : (450) 464-2111

Télécopieur : (450) 464-0901

## **BBA**

Breton, Banville & Associés s.e.n.c. (BBA) est une firme d'experts conseils qui compte plus de 250 employés et offre des services en énergie, en gestion énergétique et environnementale, en mines et métallurgie, en ingénierie électrique, mécanique, civile, et ce, depuis plus de 25 ans.

Impliquée à différents niveaux (conception, courtage, audit, plan d'intégration, mise en route, etc.), BBA est devenue depuis plusieurs années un leader reconnu dans le domaine de l'énergie électrique.

La firme, active sur le marché canadien, nord-américain et international, dessert principalement :

- Les réseaux d'énergie électrique publics et privés
  - BC Hydro
  - Énergie Brascan
  - Hydro-Québec
- Les industries primaires et secondaires
  - Alouette
  - Alcan
  - Alcoa
  - Abitibi-Consolidated
  - Iron Ore Company of Canada
  - Ispat Sidbec
  - Noranda - CEZinc.
  - Petro-Canada
  - QIT – Fer et Titane
- Les firmes de construction (en électricité)
- Les firmes de génie conseil
- Les Agences gouvernementales

BBA est récipiendaire du « **Grand Prix Québécois de la Qualité 2002** » pour les entreprises de service ayant atteint de hauts standards de qualité dans l'ensemble de ses activités de génie conseil.

De plus, BBA s'est vu attribuer le prix « **Lumière 2001** » et le prix « **Énergia 1999** » pour le projet « *Siège social de Breton, Banville & Associés* ». Ce projet, entièrement conçu et réalisé par BBA, a été primé par Ressources naturelles Canada - Office de l'efficacité énergétique et le Gouvernement du Québec, afin de souligner les innovations, les performances et l'efficacité énergétique globale du bâtiment.

## **ECONOTEC**

Fondée en 1976, Econotec est une firme québécoise de conseillers offrant ses services professionnels aux secteurs privé et public dans les domaines de la gestion et des études économiques. La société est totalement indépendante de tout groupe d'intérêt privé ou public, soit-il financier, de conseil ou manufacturier.

Les mandats confiés à Econotec incluent :

- la planification stratégique;
- l'évaluation économique et financière des investissements;
- les études sectorielles et régionales;
- l'évaluation de programmes/projets et institutionnelle;
- les études macroéconomiques et la planification du développement;
- la conception et la gestion de programmes et projets d'aide.

Les études de planification, les analyses économiques et financières et les interventions de conseil en organisation et gestion reliées à la production, au transport, à la distribution et aux utilisations de l'énergie constituent un des domaines principaux de l'activité d'Econotec.

La firme est active sur les marchés canadien et international. Ses clients principaux incluent :

- Des institutions de financement internationales, telles que l'ACDI, la Banque Mondiale, l'UNICEF, le PNUD;
- Des firmes de génie-conseil : Breton, Banville et Associés, Dessau-Soprin, SNC-Lavalin;
- Des ministères et agences des gouvernements fédéral et provincial : ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, BFDRQ, Ministère de l'Industrie, du Commerce, de la Science et de la Technologie du Québec, Corporation urbaine de l'Outaouais, etc.;
- Des sociétés publiques ou privées : Hydro Québec, SADC de l'Amiante, Corporation Lithos, etc.
- Des organismes de développement autochtone : Grand Conseil des Cris, Corporation Niskamoon, Cree Mineral Exploration Board, Administration régionale crie.

## **Projet : Terminal méthanier de Gros-Cacouna**

Mémoire déposé lors des audiences publiques du BAPE

### **L'opportunité de construire des terminaux méthaniers sur les rives du Saint-Laurent**

#### **Introduction**

L'intérêt de BBA pour les projets de terminaux méthaniers au Québec s'inscrit dans la droite ligne d'un précédent mémoire déposé devant la Commission de l'économie et du travail de l'Assemblée nationale en janvier 2005. En effet, dans ce mémoire, BBA avait exprimé ses préoccupations sur l'avenir de la sécurité énergétique du Québec et proposé un certain nombre de pistes pour maintenir, voire renforcer, cette sécurité. La diversification des approvisionnements énergétiques était une des principales orientations envisagées par BBA, comme d'ailleurs par la plupart des intervenants du secteur. L'aménagement d'un terminal méthanier le long de la voie navigable du Saint-Laurent va entièrement dans le sens de cette diversification. BBA souhaite donc apporter quelques commentaires sur les avantages d'un tel projet. C'est le but de ce mémoire.

Les commentaires de BBA portent sur trois thèmes dont il semble important de tenir compte dans l'examen de projets méthaniers au Québec : la diversification des approvisionnements énergétiques, la mise en valeur de la voie fluviale du Saint-Laurent et les opportunités d'exportations énergétiques.

#### **Diversification des approvisionnements énergétiques**

##### **Diminution des disponibilités en provenance de l'Ouest**

À l'heure actuelle, le Québec la totalité du gaz naturel consommé au Québec provient du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Même si les dernières prévisions de l'Office National de l'Énergie prévoient que la production en gaz commercialisable de ce bassin se maintienne à

son niveau actuel jusqu'en 2010<sup>1</sup>, soit de 16 à 17 Gpi<sup>3</sup>/j<sup>2</sup>, elle est appelée à diminuer par la suite. Dans le même temps, la demande pour le gaz canadien ne peut qu'augmenter, tant aux États-Unis, vers lesquels 50 à 60 % de la production de l'Ouest est actuellement exportée, qu'au Canada. Dans ce dernier marché notamment, l'utilisation du gaz naturel pour l'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta absorbe une quantité significative et croissante du gaz albertain. On estime qu'à l'heure actuelle, avec une extraction de bitume qui s'élève à un peu plus d'un million de barils/jour, la consommation de gaz naturel de cette industrie (tant pour l'extraction du bitume par puits profonds que pour son raffinage) est d'environ 1 Gpi<sup>3</sup>/j<sup>3</sup>. Les prévisions font entrevoir une production de bitume de près de 2 millions de barils/jour en 2010 et de 3.6 millions de barils en 2020<sup>4</sup>. On estime qu'en 2015 la consommation de gaz naturel de cette industrie pourrait varier de 1,4 à 1,8 Gpi<sup>3</sup>/j<sup>5</sup>. Certains observateurs avancent même, pour l'année 2017, un niveau de consommation qui pourrait s'établir entre 2.2 et 3.7 Gpi<sup>3</sup>/j<sup>6</sup>.

On doit dire cependant que plusieurs facteurs peuvent venir modifier la donne, en ce qui concerne l'offre et de la demande de gaz en provenance de l'Ouest canadien : citons par exemple le développement de technologies d'extraction du bitume utilisant moins, ou même pas du tout, de gaz naturel (par exemple par gazéification du coke de pétrole, sous-produit du raffinage du bitume), le développement de sources non-conventionnelles de gaz (gazéification des charbons albertains), l'éventuelle construction du gazoduc du Mackenzie, dont les apports seraient de 1.2 à 1.8 Gpi<sup>3</sup>/j<sup>7</sup>. Il n'en reste pas moins que ces développements demeurent tributaires d'aléas technologiques, financiers et environnementaux considérables, alors que le développement au Québec de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz naturel est basé sur une technologie éprouvée, sécuritaire et dont l'impact environnemental est modéré, voire faible.

---

<sup>1</sup> Le maintien à court terme de ce niveau de production est rendu possible par la croissance rapide de l'extraction de gaz naturel des gisements houillers (0,9 Gpi<sup>3</sup>/j en 2007), qui vient compenser le déclin de la production du gaz naturel conventionnel du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

<sup>2</sup> Gpi<sup>3</sup>/j : milliards de pieds cubes par jour (bcf/d en anglais). Pour le mémoire, la capacité de regazéification d'un terminal tel que celui de Gros-Cacouna serait de 0,5 Gpi<sup>3</sup>/j.

<sup>3</sup> National Energy Board, Short-term Outlook for Natural Gas and Natural Liquids to 2006, October 2005

<sup>4</sup> Canadian Research Institute, Economic Impacts of Alberta's Oil Sands, October 2005

<sup>5</sup> National Energy Board, Canada's Oil Sands, Opportunities and Challenges to 2015, May 2004

<sup>6</sup> The AAPG (American Association of Petroleum Geologists) Explorer, May 2005

<sup>7</sup> The AAPG Explorer, op. cit. et site du projet du Gaz du Mackenzie sur le Net

## Une demande croissante de l'Ontario pour le gaz naturel

La demande de l'Ontario pour le gaz naturel, actuellement de l'ordre de 2,7 Gpi<sup>3</sup>/j, est d'environ quatre fois celle du Québec (d'environ 0,6 Gpi<sup>3</sup>/j). Son augmentation prévue au cours des prochaines années est significative, d'une part à cause de la demande croissante des secteurs résidentiel, commercial et industriel, et d'autre part sous l'effet d'un usage accru du gaz naturel pour la production d'électricité. En effet, l'Ontario possède encore, suite à la fermeture de la centrale de Lakeview en 2005, quatre centrales au charbon, d'une puissance totale de 6435 MW, dont on prévoit le déclassement d'ici 2009. Les plans d'expansion du parc de production électrique, actuellement envisagés pour remplacer les centrales déclassées et faire face à l'augmentation de la demande, font appel à un éventail de technologies parmi lesquelles les centrales au gaz naturel ont une place importante. Ainsi, selon certaines prévisions, l'augmentation de demande en gaz due à la seule génération électrique pourraient varier de 0,4 Gpi<sup>3</sup>/j à 0,8 Gpi<sup>3</sup>/j d'ici 2012<sup>8</sup>. À cette demande supplémentaire s'ajoute la croissance de la demande des autres secteurs. Si celle-ci devait augmenter au taux conservateur de 1,6 %/an (taux de croissance de la demande de gaz naturel prévu au Québec) la demande totale de l'Ontario serait de l'ordre de 3,4 à 3,8 Gpi<sup>3</sup>/j en 2012, alors que celle du Québec cette année-là serait, selon les prévisions disponibles actuellement, de l'ordre de 0,63 Gpi<sup>3</sup>/j.

L'Ontario jouit d'une situation relativement centrale par rapport au réseau de gazoducs de l'Amérique du Nord. Tout en étant principalement approvisionnée à partir de l'Ouest canadien, la province a accès à pratiquement tous les bassins de production du continent. Il n'en reste pas moins que la forte augmentation de demande qu'on prévoit dans cette province constitue une contrainte supplémentaire sur les approvisionnements en gaz du Québec, qui risque également de se refléter par une influence à la hausse sur les prix. Cette situation prévaudrait surtout sur la période qui s'étend jusqu'à 2010/2012, horizon vers lequel on prévoit que les importations des États-Unis de gaz naturel liquide (GNL) deviendront réellement importantes. À cela s'ajoutera sûrement, durant la même période, une augmentation de la consommation de gaz naturel des états de l'Est et du Nord-Est des États-Unis. Ces états possèdent encore un parc significatif de centrales à charbon, dont une grande partie sera à coup sûr remplacée, sous la pression des populations et des pouvoirs publics, par des centrales à gaz moins polluantes. Cette tendance est d'ailleurs déjà largement amorcée en Nouvelle-Angleterre.

---

<sup>8</sup> Ontario Energy Board, Natural Gas Interface Review, November 2005

## Un levier supplémentaire de la politique énergétique du Québec

En novembre 2005, le Gouvernement du Québec publiait un document de consultation intitulé : « L'énergie pour la prospérité du Québec », prélude à l'élaboration d'une stratégie énergétique nationale. Parmi les défis que devra relever cette future stratégie, le document souligne qu'il faudra « réussir à mieux consommer l'énergie », notamment en utilisant « la bonne énergie au bon endroit » (et, pourrait-on ajouter, au bon moment). On pense ici par exemple au chauffage, pour lequel une utilisation plus intense du gaz à la place de l'électricité contribuerait à retarder le développement de nouveaux projets de production d'électricité, toujours plus coûteux au fur et à mesure que sont développés et mis en production les options et les sites les plus économiquement avantageux. La disponibilité d'une source additionnelle fiable de gaz naturel facilite la mise en place d'une stratégie visant une utilisation plus intense de cette forme d'énergie, là où elle est la plus efficace et la plus intéressante économiquement. D'ailleurs, on peut prévoir que la tendance au Québec sera d'augmenter graduellement le prix de détail du kWh électrique pour qu'il tende vers ce qu'on pourrait appeler le prix du marché, c'est-à-dire le prix du kWh produit par une centrale thermique au gaz efficace. L'augmentation récente des tarifs, et les demandes présentement soumises à l'examen de la Régie, vont dans ce sens. Une telle évolution est d'ailleurs appuyée aussi par plusieurs experts qui se sont exprimés en sa faveur, notamment lors des audiences de la Commission de l'économie et du travail au début de 2005. Naturellement l'augmentation du prix de l'électricité aurait pour effet de rendre plus attrayante l'option gaz pour le chauffage résidentiel.

Dans ses prévisions les plus récentes de la demande d'énergie au Québec<sup>9</sup>, le ministère des Ressources naturelles table sur une augmentation moyenne de consommation de gaz naturel de l'ordre de 1.6 % par an jusqu'à l'horizon 2016. Selon cette prévision, la consommation passerait de 0,525 Gpi<sup>3</sup>/j en 2004 à 0,646 Gpi<sup>3</sup>/j en 2016. Il s'agit d'un scénario de référence, basé sur des hypothèses conservatrices, notamment en ce qui concerne l'évolution du prix du pétrole et celle du prix de l'électricité, dont on suppose qu'il n'augmentera pas plus vite que le taux d'inflation. Une augmentation plus rapide de ce prix, augmentation qu'il est permis de prévoir, comme on l'a souligné précédemment, aurait pour effet de favoriser une demande accrue pour le gaz naturel, dépendamment du prix de ce dernier par rapport à l'électricité. À

---

<sup>9</sup> Ressources naturelles et Faune, Québec, Évolution de la demande d'énergie au Québec, juillet 2005

l'heure actuelle, la forte tension qui existe sur les marchés du gaz en Amérique du Nord font que le prix du gaz est relativement élevé et très volatile. Selon les prévisions du Département de l'Énergie (DOE) du gouvernement des États-Unis, le prix du gaz naturel (en dollars constants) sur le marché nord américain doit connaître une certaine décroissance au cours des prochaines années (restant toutefois bien au-dessus des niveaux historiquement bas des années 90), décroissance qui serait d'autant plus marquée, selon les prévisions du DOE, que les importations de GNL sont élevées. De telles prévisions restent bien entendu tributaires d'aléas considérables, mais il n'en reste pas moins que la disponibilité de nouvelles sources de gaz donne une flexibilité plus grande au planificateur et permet d'envisager une utilisation accrue de ce vecteur énergétique dans les applications où il s'avère le plus efficace.

### **Mise en valeur de l'accès maritime dont dispose le Québec**

Le fleuve Saint-Laurent est un atout géographique considérable pour le Québec qu'il convient de mettre le plus possible en valeur. C'est une voie large, profonde, encore relativement peu fréquentée<sup>10</sup>, donnant une très forte garantie de sécurité aux navires qui l'empruntent. La possibilité de développer un ou plusieurs ports méthaniers sur ses rives paraît une opportunité qu'il convient de saisir. C'est une façon de plus de mettre en valeur ce magnifique accès aux voies mondiales de navigation que nous donne le fleuve.

Un des avantages que présentent les rives du fleuve, en aval de Québec, pour l'installation d'un port méthanier, réside dans la distance plus faible, par rapport aux destinations des États-Unis, particulièrement celles du Golfe du Mexique, des ports d'origine du gaz naturel liquide. Cette proximité relative est illustrée par le tableau suivant, qui montre les distances entre quelques ports d'origine du GNL et quelques destinations en Amérique du Nord, incluant le port de Québec, choisi comme point de référence.

---

<sup>10</sup> Environ 10 000 navires par an, à comparer par exemple à 45 000 navires par an dans la Manche



Terminal d'origine	Destination (distance en milles nautiques)					
	Canada			États-Unis		
	Québec Québec	St. John N.B.	Glace Bay Cap Breton	Everett Boston, Mass.	Savannah Georgia	Lake Charles Louisiana
<b>St. Petersburg (Russ.)</b>	3868	3982	3558	4100	4848	5949
<b>Warri (Nigeria)</b>	5099	4802	4535	4882	5231	6007
<b>Ras Laffan (Qatar)</b>	7998	7861	7469	7979	8658	9661
<b>Qualhat (Oman)</b>	7469	7332	6940	7450	8129	9133
<b>Arzew (Algérie)</b>	3292	3155	2763	3273	3952	4956

On constate des distances sensiblement égales entre les origines citées et les ports de Québec, St.-John et Boston. On voit par contre l'avantage marqué du Saint-Laurent par rapport aux destinations du sud des États-Unis (où la plupart des projets proposés de terminaux méthaniers sont situés). L'île du Cap Breton reste la destination nord-américaine la plus proche des ports de départ, mais c'est aussi la plus éloignée des marchés.

À cet avantage de distance très compétitive, et donc de coûts de transport également compétitifs, on peut ajouter :

L'inexistence de cyclones, phénomène dont la fréquence et la force le long des côtes du sud des États-Unis paraît s'intensifier avec les années, comme on a pu le voir au cours de la saison cyclonique de 2005, particulièrement dévastatrice. Le seul problème météorologique mineur qui se présente dans le fleuve est la glace hivernale, dont l'intensité est en régression, et qui sera de toute façon résolu grâce au renforcement des coques des méthaniers;

La présence de sites favorables aux aménagements portuaires, à la fois relativement proches des marchés que constituent l'axe Québec-Montréal, l'Ontario et le Nord-Est des États-Unis, et relativement éloignés des grands centres, comme c'est le cas par exemple du site de Gros Cacouna.

Cette situation contraste avec les ports de la façade maritime atlantique des États-Unis, légèrement plus éloignés des terminaux d'origine du gaz, mais surtout beaucoup plus proches de zones développées et densément peuplées. Malgré cela, trois terminaux importants sont déjà en exploitation entre Savannah, Georgie et Boston, Massachusetts, dont deux sont en cours d'extension, Il est remarquable de constater que la plupart des nouveaux projets de ports méthaniers envisagés sur la façade est des États-Unis sont prévus dans le Golfe du Mexique ou aux Bahamas, plus loin des centres urbains certes, mais dans des zones affectées par les cyclones tropicaux. À noter qu'une concentration de l'approvisionnement en GNL dans ces zones augmente la vulnérabilité de l'ensemble du marché nord-américain du gaz, incluant des régions aussi éloignées que le Québec, et non pas seulement celui du sud des États-Unis.

Le fait que le site envisagé est accessible aux navires de haute mer sans qu'il y ait nécessité de dragage est un avantage considérable, le coût du dragage pouvant représenter une augmentation du coût d'investissement qui peut atteindre 50 %.

### **Opportunités sur les marchés extérieurs**

La demande totale de gaz naturel du Québec (environ 0,6 Gpi<sup>3</sup>/j en 2006) est largement en mesure d'absorber une grande partie, sinon la totalité, de la production d'un terminal méthanier d'une capacité de 0,5 Gpi<sup>3</sup>/j. Si la capacité de ce terminal était ultérieurement doublée, ou si un deuxième terminal d'une capacité semblable était réalisé le long du Saint-Laurent, le Québec disposerait d'un léger excédent, qu'il devrait écouler à l'extérieur de la province. On a vu plus haut que le marché de l'Ontario pour le gaz naturel était considérable par rapport au marché québécois. Il n'y aurait donc aucune difficulté à exporter un éventuel excédent de gaz naturel vers cette province, qui verrait d'un bon œil l'établissement d'une source supplémentaire d'approvisionnement proche de ses frontières. À noter toutefois que le transfert de plus de 0,5 ou 0,6 Gpi<sup>3</sup>/j de Québec vers Montréal, que ce soit d'ailleurs pour la consommation du sud de la province ou pour des exportations, nécessiterait des aménagements au gazoduc Québec-Montréal (pompage supplémentaire, bouclages) pour en augmenter la capacité.

Le marché du Nord-Est des États-Unis serait également demandeur pour du gaz en provenance du Québec, si celui-ci disposait d'excédents au delà de son propre marché intérieur et de celui de l'Ontario. Une telle éventualité n'est sans doute pas à prévoir tant que la capacité d'un ou de plusieurs terminaux méthaniers au Québec ne dépasse pas 1 Gpi<sup>3</sup>/j. Au delà de ce seuil, il est probable que les excédents par rapport à la demande du Québec et de l'Ontario pourraient avantageusement être écoulés sur le marché américain, moyennant le cas échéant, des aménagements aux gazoducs existants. À titre d'illustration, la demande actuelle en gaz naturel de la Nouvelle Angleterre (Connecticut, Maine, New Hampshire, Vermont) est de plus de 2 Gpi<sup>3</sup>/j, et celle des trois états situés plus au sud (New York, New Jersey et Pennsylvanie) atteint presque 7 Gpi<sup>3</sup>/j. On voit donc que le Québec n'aurait sans doute aucune difficulté à trouver des clients aux États-Unis, si cela devenait nécessaire.

### **Conclusion**

La réalisation d'un ou de plusieurs projets de terminaux méthaniers dans la vallée du Saint-Laurent nous paraît une option extrêmement attrayante pour le Québec. Elle aurait pour effet d'ajouter une source supplémentaire d'approvisionnement énergétique au moment où la production de la source traditionnelle d'approvisionnement en gaz du Québec, c'est-à-dire le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, atteint déjà un plafond, et commence même à amorcer un déclin. Ce plafonnement de l'offre intervient au moment où le rythme croissant d'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta va absorber des volumes de plus en plus importants de gaz naturel, pratiquement à la source même de son extraction. On observe également que la consommation de l'Ontario, déjà forte, est appelée à croître plus rapidement que celle du Québec, notamment à cause de l'accroissement prévu à relativement court terme de son parc de génération électrique à partir du gaz. Cet accroissement significatif de la demande chez nos voisins ontariens est susceptible de créer une contrainte supplémentaire sur les approvisionnements du Québec à partir de l'Ouest.

La disponibilité d'une source locale de gaz sera aussi un grand avantage pour concevoir une politique énergétique tendant à optimiser l'utilisation des différentes formes d'énergie. Elle permettrait notamment, le cas échéant, de promouvoir de manière plus résolue l'utilisation du gaz naturel dans les applications où ce vecteur est le plus efficace.

Développer des terminaux méthaniers sur les rives du Saint-Laurent, c'est aussi mettre en valeur l'accès maritime incomparable dont dispose le Québec. En plus d'être plus proches des ports d'origine du GNL que de nombreuses autres destinations possibles de l'Amérique du Nord, existantes ou à développer, les sites qu'il est possible d'aménager en aval de Québec offrent des avantages comparatifs importants en matière de sécurité de navigation et de stabilité des conditions météorologiques.

Finalement, à partir du moment où la disponibilité de GNL importé dépassait les besoins du Québec, il serait tout à fait possible d'exporter les excédents vers l'Ontario et éventuellement vers le Nord-Est des États-Unis, créant ainsi des emplois et de la richesse supplémentaires au Québec.

Pour ces raisons, qui s'ajoutent à celles que les promoteurs des projets ont justement mis en lumière, nous recommandons :

que, suite à un résultat favorable des audiences du BAPE, le Gouvernement du Québec autorise que le processus de réalisation de projets de terminaux méthaniers au Québec se poursuive, dont la première étape serait la construction et la mise en service d'un terminal d'une capacité de l'ordre de 0,5 Gpi<sup>3</sup>/j, au site le plus approprié.

-----

Mémoire  
2006-05-25

version

2