

**Le projet Rabaska  
Principaux avantages économiques**

Document préparé pour le compte du  
**REGROUPEMENT D'APPUI AU PROJET RABASKA**

par

Alain Lapointe, Professeur  
Spécialiste des questions énergétiques  
HEC-Montréal

Septembre 2006

## Table des matières

<b>Unités de mesures</b> .....	iii
<b>Sommaire exécutif</b> .....	iv
<b>Introduction</b> .....	1
<b>1. Sécurité énergétique du Québec et GNL</b> .....	2
1.1 Sécurité énergétique : quelques définitions.....	2
1.2 La place du gaz naturel dans le bilan énergétique.....	3
1.3 Contribution du projet Rabaska à la sécurité énergétique.....	7
<b>2. Bénéfices pour les consommateurs industriels, commerciaux et institutionnels</b> ...8	
2.1 Bénéfices pour l'ensemble du Québec : économies sur les coûts du gaz.....	9
2.2 Bénéfices pour les régions de Québec et Chaudière-Appalaches.....	11
2.3 Substitution des sources d'énergie.....	13
<b>3. Retombées économiques du projet</b> .....	14
3.1 Retombées pour le Québec.....	15
3.2 Retombées pour les régions de Québec et Chaudière-Appalaches.....	16
3.3 Rabaska : un levier de développement régional.....	16
<b>Conclusion</b> .....	17
<b>Bibliographie</b> .....	19
<b>Annexe 1 : Carte du réseau de gazoducs au Canada</b> .....	20

**Unités de mesures**

$m^3$	= mètre cube
$p^3$	= pied cube
$Mpi^3$	= million ( $10^6$ ) de pieds cubes
$Mpi^3/j$	= million de pieds cubes par jour
$Gpi^3$	= milliard ( $10^9$ ) de pieds cubes
$Gpi^3/j$	= milliard de pieds cubes par jour
$Tpi^3$	= billion ( $10^{12}$ ) de pieds cubes

**Facteur de conversion**

1 million de  $m^3$  (à 101,325 kPa abs. Et 15° C = 35,3  $Mpi^3$  (à 14,73 lb/po<sup>2</sup> abs. Et 60° F)

## Sommaire exécutif

Cette étude a été réalisée pour le compte d'un regroupement d'affaire intéressé au développement économique des régions de Québec et de Chaudière-Appalaches, soit le Comité d'appui au projet Rabaska. Il n'y a aucun doute qu'un projet de cette envergure entraînera des bénéfices importants pour la région et devrait constituer un levier de développement économique pour les années futures. Dans le contexte de concurrence mondiale auquel se trouvent confrontées les entreprises, toute initiative permettant de réduire les coûts et plus spécifiquement ceux reliés à l'énergie contribue à renforcer la capacité concurrentielle de la région. Elle constitue également un levier important pour favoriser l'implantation de nouvelles entreprises et le déploiement de la base industrielle de la région.

Cette étude vise à analyser les avantages économiques du projet de port méthanier Rabaska pour l'ensemble du Québec et pour les régions immédiates. Elle couvre les impacts statiques associés aux retombées économiques du projet et les impacts dynamiques liés à la baisse des prix du gaz naturel et aux économies que les consommateurs de gaz naturel pourront réaliser. L'étude montre également que le projet Rabaska contribuera à accroître la sécurité énergétique du Québec en diminuant la part des approvisionnements venant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Elle montre enfin que la disponibilité d'un approvisionnement constant en gaz naturel à un prix compétitif devrait constituer un levier de développement économique pour la région.

Le projet Rabaska, dont les investissements prévus sont de l'ordre de 840 millions \$, constitue l'un des plus importants du secteur de l'énergie au Québec au cours des dix dernières années, exclusion faite des projets hydroélectriques. Au-delà de ses retombées directes et indirectes, tant dans sa phase de construction que d'opération, un tel projet vient modifier la dynamique des prix de l'énergie. L'arrivée du GNL du projet Rabaska injecte à partir de 2010, 185 Gpi<sup>3</sup> de nouveau gaz, ce qui représente 71 % (185/258 Gpi<sup>3</sup>) de la consommation projetée du Québec et 11 % de la consommation combinée du Québec et de l'Ontario. Ceci va entraîner une baisse de prix autour de 0,46 \$/MBtu, dont le tiers environ est attribuable à la baisse du différentiel de prix entre le Québec et les provinces de l'Ouest. Cette baisse de prix signifie pour certaines entreprises de la région des coûts énergétiques plus faibles et une plus grande compétitivité. Elle peut représenter pour d'autres entreprises et institutions l'incitatif nécessaire à l'utilisation du gaz naturel dans une perspective de réduction de coûts. Enfin, la disponibilité de gaz naturel en abondance et à un prix compétitif constitue un avantage compétitif indéniable pour la région. Elle peut servir de levier pour élargir et diversifier la base industrielle de la région et attirer de nouvelles entreprises.

De façon plus spécifique, les principales conclusions de l'étude sont les suivantes :

- L'accès à la filière de gaz naturel liquéfié (GNL) constitue pour le Québec une occasion de réduire sa dépendance envers le gaz naturel de l'Ouest canadien, lequel se trouve soumis à une forte demande locale et une offre en phase de maturité. Il est certain que le maintien du statut quo exposerait les

consommateurs de gaz naturel au Québec à des risques de pressions à la hausse sur les prix. En fait, le Québec se retrouve dans une situation équivalente à celle de l'ensemble du Canada et de l'Amérique du Nord, soit la nécessité de recourir au GNL pour assurer ses approvisionnements futurs de gaz naturel. Toutefois, l'opportunité offerte par le GNL est encore plus attrayante pour le Québec et pour les régions de Québec et Chaudière-Appalaches, puisqu'elle vient mitiger sa localisation relativement précaire en fin de réseau de gazoduc.

- Ce positionnement géographique du Québec et les politiques adoptées au cours des années pour favoriser l'utilisation de l'électricité font en sorte que le gaz naturel est sous représenté dans le bilan énergétique, si on le compare aux autres provinces canadiennes à l'exception des maritimes. L'arrivée du projet Rabaska offre la possibilité d'atteindre une plus grande sécurité énergétique en diversifiant davantage les sources d'énergie et leurs origines. Il s'agit d'une source d'énergie abondante à l'échelle mondiale et dont le risque géopolitique est mieux repartie que pour le pétrole brut. Dans un contexte politico-social normal, son approvisionnement est continu à des prix concurrentiels. On ne saurait donc l'opposer à un approvisionnement énergétique éolien dont la production est intermittente et dont l'utilisation est confinée à la production d'électricité.
- L'arrivée de 500 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel sur le marché du Québec et de l'Ontario devrait entraîner une baisse de prix de 0,46\$/MBtu en moyenne en dollars réels 2004 par rapport au scénario alternatif 1 où le projet Rabaska n'est pas construit et les installations de GNL en Amérique du Nord sont pleinement utilisées de sorte que la quantité de gaz prévue pour le projet n'est pas disponible pour l'Est du Canada. La baisse de prix est de 0,20\$/MBtu si on compare au scénario alternatif 2 où une quantité additionnelle de gaz naturel liquéfié comparable à celle du projet devient disponible sur le Golfe du Mexique. Cette baisse de prix associée au scénario 1 entraîne des économies de 500 millions \$ par année en moyenne pour les consommateurs du Québec et de l'Ontario. La baisse de prix selon le scénario 2 permet des économies de l'ordre de 214 millions \$ annuellement.
- L'examen des économies pour le Québec uniquement montre que celles-ci atteindront 86,4 millions \$ annuellement si on compare avec le scénario 1 et 35,6 millions \$ en comparaison au scénario 2. Sur une période de 16 ans, soit 2010, année du début des opérations jusqu'en 2025, les économies totales pour les utilisateurs de gaz naturel du Québec s'élèveraient à 1,4 milliards \$ et 570 millions \$ respectivement selon le scénario alternatif envisagé. Les économies sont plus importantes en début de période, elles pourraient atteindre 182 millions \$ dès la première année de mise en service.
- Les régions de Québec et Chaudière-Appalaches consomment environ 6 % du gaz naturel au Québec, une part moins importante que leur poids relatif dans la population ou le PIB du Québec. L'arrivée du projet Rabaska permettrait d'économiser 4,5 millions \$ et 2,0 millions \$ selon les scénarios. Pour les consommateurs résidentiels, les économies représentent 5,4 % de leur facture annuelle. Pour les consommateurs industriels, il s'agit d'une économie de 2,2 % de la facture moyenne.
- Les retombées économiques du projet s'élèvent au total à 440 millions \$ si l'on considère la phase de construction. Une grande partie de ces retombées sont sous

forme de salaires et traitements. Le projet créera de l'emploi équivalent à 4 995 personnes-années pour la phase de construction. La région immédiate du projet pourra bénéficier d'une masse salariale de 60 millions \$ durant la construction et des dépenses induites de 6 millions \$ de la part des travailleurs venant de l'extérieur de la région. En somme, 73 % des travailleurs régis par le décret de la construction proviendront de la région immédiate du projet. Enfin, durant la phase d'exploitation, la région pourra compter sur 70 emplois permanents plus 64 % des 218 emplois indirects, soit des retombées de l'ordre de quelque 36 millions \$ par année.

## Introduction

La présente étude s'inscrit dans le cadre d'un mandat qui nous a été confié par un regroupement de gens d'affaire de la région de Lévis, le Regroupement d'appui au projet Rabaska. Ce regroupement comprend des représentants des secteurs industriel, commercial et institutionnel des régions de Québec et Chaudière-Appalaches. Tel que présenté dans les documents des promoteurs du projet, Gaz Métropolitain, Enbridge et Gaz de France, Rabaska comprend une jetée en eau profonde, deux réservoirs de stockage de gaz naturel liquéfié (GNL), des équipements de regazéification et un gazoduc d'environ 40 Km reliant ces nouvelles installations au système de transport interprovincial du gaz, soit le gazoduc TQM. Les partenaires du projet regroupent une expertise de premier plan dans le secteur du gaz naturel et dans la mise en place de projets d'une telle ampleur. Le coût total du projet est évalué actuellement à 840 millions \$. Les travaux de construction devraient s'échelonner sur une période de 3 ans, soit de 2007 à 2010, à condition que toutes les étapes réglementaires soient franchies avec succès et dans les délais prévus. Il s'agit d'un des investissements les plus importants effectués dans le secteur de l'énergie au Québec au cours dix dernières années, exclusion faite des projets hydroélectriques. À ce titre, il engendrera des retombées directes et indirectes importantes et viendra modifier de façon sensible la commercialisation du gaz naturel au Québec.

Plus précisément, la présente étude vise à examiner de façon spécifique les avantages économiques du projet Rabaska. Ces avantages sont de deux types, soit les avantages de nature statique et ceux de nature dynamique. Les impacts statiques portent sur l'effet multiplicateur des investissements et des dépenses d'exploitation liés à un projet. On parle alors des retombées économiques du projet. Les impacts dynamiques couvrent les effets sur les prix, sur les coûts et la productivité des entreprises. Il s'agit alors d'évaluer l'épargne réalisée dans la consommation d'énergie.<sup>1</sup> Il est important de mentionner que la présente étude ne traite pas des autres considérations et notamment les impacts environnementaux associés au projet.

L'étude est organisée de la façon suivante. Dans un premier temps, nous cherchons à montrer les avantages du projet pour le Québec en termes de sécurité énergétique et de diversification des sources d'approvisionnement en énergie. Nous évaluons par la suite les économies que les consommateurs de gaz naturel du Québec et ceux des régions de Québec et Chaudière-Appalaches pourraient réaliser grâce à Rabaska et qui découlent d'un approvisionnement compétitif en gaz naturel liquéfié (GNL). La dernière partie présente les principales retombées économiques directes et indirectes du projet et cherche à évaluer son potentiel comme levier de développement économique.

---

<sup>1</sup> Pour l'analyse des impacts dynamiques, nous nous appuyons sur l'analyse réalisée par Energy and Environmental Analysis Inc. (EEA). Pour les impacts statiques et l'analyse des retombées économiques, nous nous appuyons sur l'étude de Secor Conseil.

## 1. Sécurité énergétique du Québec et GNL

Dans son énoncé de politique énergétique dévoilé récemment<sup>2</sup>, le Gouvernement du Québec articule sa stratégie autour de six grands objectifs, soit la sécurité des approvisionnements en énergie, l'énergie comme levier de développement économique, la place aux communautés locales, régionales et autochtones, l'efficacité énergétique et le développement durable. Le projet Rabaska s'inscrit donc largement dans la poursuite de ces objectifs, notamment par sa contribution à la sécurité énergétique et par son impact sur le développement régional.

### 1.1 Sécurité énergétique : quelques définitions

Dans son Avis remis au gouvernement dans le cadre du projet du Suroît, la Régie de l'Énergie définissait la sécurité énergétique de la façon suivante :

*«l'assurance de disposer en tout temps d'énergie sans être obligé de recourir à des moyens exceptionnels qui pourraient mettre en péril cet approvisionnement ou qui exerceraient une pression indue à la hausse sur les coûts. Elle consiste aussi, par mesure de prudence, à compter sur un portefeuille diversifié d'approvisionnements».*

Ainsi, la sécurité énergétique fait référence à cette assurance de pouvoir disposer d'énergie en toutes circonstances et en particulier lors d'évènements susceptibles d'affecter les approvisionnements. Dans cette perspective, le concept de sécurité énergétique ne se pose pas dans les mêmes termes selon les différentes sources d'énergie. Par exemple, dans le cas du pétrole et des pays fortement dépendants des importations, la sécurité énergétique est souvent définie par rapport aux risques de perturbations des approvisionnements. Comme ces approvisionnements sont soumis aux conditions politiques qui prévalent dans les pays qui contrôlent une grande proportion des réserves, la sécurité énergétique est intimement liée aux considérations géopolitiques. En temps normal, dans le cadre d'un ordre socio-économique et politique favorable, les approvisionnements énergétiques sont assurés en quantité suffisante et à un prix compétitif par le marché.<sup>3</sup> Le risque de perturbations provient d'un changement subit dans cet ordre politico-social. Ces perturbations peuvent venir de restrictions à l'exportation d'un groupe de producteurs (ex : chocs pétroliers de 1973 et 1979), embargos, attaques terroristes sur les installations pétrolières, grèves, etc.

Dans le cas de l'électricité, la sécurité des approvisionnements ne se pose généralement pas dans les mêmes termes puisque l'autonomie d'approvisionnement est souvent plus grande et que les échanges et la coordination technique des réseaux se font entre pays

<sup>2</sup> Gouvernement du Québec, *L'énergie pour construire le Québec de demain : La stratégie énergétique du Québec, 2006-2015*. Gouvernement du Québec, 2006

<sup>3</sup> La libéralisation des marchés et la constitution de blocs commerciaux régionaux permettent de consolider et de faciliter de tels approvisionnements énergétiques.



limitrophes, qui souvent partagent sensiblement le même système politico-social. La sécurité se définit davantage sous forme de marge de manœuvre permettant de balancer le système en tout temps et de faire face aux imprévus. Par ailleurs, certaines perturbations majeures telles la crise du verglas et la panne prolongée du réseau électrique d'août 2003 mettent en relief l'importance de disposer d'un approvisionnement diversifié. Donc, pris isolément, la sécurité énergétique est en quelque sorte spécifique à chaque source d'énergie.

La sécurité énergétique dépend également de la diversité des sources d'énergie. Une trop forte dépendance sur une source donnée d'énergie spécifique accroît la vulnérabilité. Il en sera de même d'une trop grande dépendance envers un seul pays fournisseur. En général, la diversité des sources d'énergie est intimement liée à la diversité des origines. Par exemple, le gaz, le pétrole et le charbon ont des origines différentes et leur présence dans le bilan énergétique accroît la diversité tant des sources d'énergie que des origines. Enfin, la diversité des sources d'approvisionnement n'améliore pas nécessairement la sécurité si les sources d'énergie qui sont introduites au nom de cette diversité sont moins fiables. Par exemple, l'énergie éolienne contribue à diversifier les sources d'énergie mais n'améliore pas nécessairement la sécurité énergétique puisque son apport est intermittent et requiert une source complémentaire de production. On aurait tort, du seul point de vue de la sécurité énergétique, d'opposer au projet Rabaska un développement équivalent en énergie éolienne.

Enfin, la diversité des technologies et la flexibilité des équipements peuvent également servir à accroître la sécurité énergétique. Cette flexibilité du système énergétique est liée à la capacité de réorienter ou de changer la composition des sources d'énergie lorsqu'il y a perturbation dans l'approvisionnement d'une source et que les prix relatifs changent. Par exemple, les systèmes de biénergie ou de multi-énergie contribuent à accroître la flexibilité du système énergétique.

En résumé, la sécurité des approvisionnements énergétiques passe par la plus grande diversité des sources d'énergie, la flexibilité des équipements et une moins grande dépendance énergétique. C'est dans cette perspective que le projet Rabaska peut contribuer à une plus grande sécurité énergétique pour le Québec. Il permet de diversifier les sources d'énergie en offrant la possibilité d'une plus grande pénétration du gaz naturel dans le bilan énergétique via un accès plus facile et des prix plus concurrentiels. Il permet également de diversifier l'origine du gaz naturel sur le marché québécois, dont l'approvisionnement actuel provient en totalité de l'Ouest canadien.

## 1.2 La place du gaz naturel dans le bilan énergétique

Selon les dernières données sur le bilan énergétique de 2003, présenté au Tableau 1, la consommation finale de gaz naturel au Québec s'élevait à 200,8 Gpi<sup>3</sup> ou 5,7 milliards de mètres cubes par année. Il n'y a aucune production domestique et la totalité des approvisionnements en gaz naturel provient de transferts inter-régions, soit du bassin

sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). Un peu plus de 69 Gpi<sup>3</sup>, représentant 34% des approvisionnements, est réexporté vers les États-Unis.

Contrairement à ce qu'on observe pour l'ensemble du Canada, peu de gaz naturel est utilisé pour la production de vapeur ou d'électricité, soit 2,2 % comparativement à 12,2 % pour l'ensemble canadien. Finalement, la part du Québec dans la consommation finale de gaz naturel au Canada s'élève à 9,2 %, une proportion bien inférieure au 21,7% que représente la part du Québec dans la consommation totale d'énergie au Canada.

**Tableau 1 : Bilan énergétique du gaz naturel, Canada et Québec (2003)**

	Canada		Québec		Québec/Canada (%)
	Gpi <sup>3</sup>	%	Gpi <sup>3</sup>	%	
Production	6 491,3	196,5	--	--	--
Plus : importations	341,8	10,3	--	--	--
transferts inter-régions	--	--	281,1	137,7	--
Moins : exportations	3 581,9	108,4	69,4	34,0	1,9
stocks et ajustements <sup>1</sup>	(52,3)	(1,6)	7,5	3,7	--
Disponibilité énergie primaire	303,5	100,0	204,2	100,0	6,2
Moins : ajustements <sup>2</sup>	357,9	12,2	3,4	2,2	--
Disponibilité nette totale	2 945,6	100,0	200,8	100,0	6,8
Moins : autoconsommation	615,2	28,1	--	--	--
usage non énergétique	143,8	6,7	--	--	--
Consommation finale	2 186,6	100,0	200,8	100,0	9,2
Transport	165,7	7,6	6,5	3,2	3,9
Industriel	895,3	40,9	100,9	50,2	11,3
Commercial	485,4	22,2	67,4	33,6	13,9
Résidentiel	619,3	28,3	26,0	13,0	4,2

\* Péta joules : unité énergétique

1) Variations des stocks et autres ajustements 2) Ajustements décollant de la transformation d'énergie primaire en énergie secondaire (électricité, vapeur, produits pétroliers)

Source : Statistique Canada, *Bulletin sur la disponibilité et l'écoulement final d'énergie au Canada*, Cat.no. 57-003-XIB

Ces quelques informations nous permettent donc d'établir que :

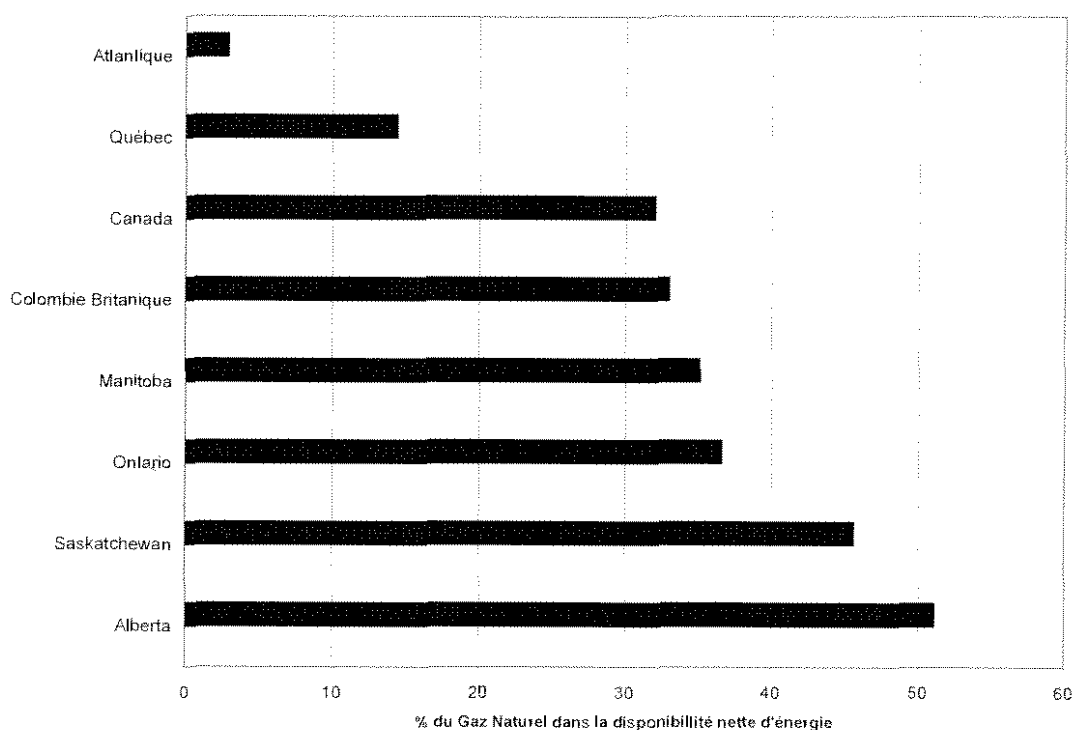
- le gaz naturel est sous représenté dans le bilan énergétique québécois ;
- l'approvisionnement en gaz naturel est vulnérable, ne dépendant que d'une seule source, soit le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien ;
- le gaz naturel est relativement peu utilisé au Québec comme combustible pour la production d'énergie secondaire, notamment la vapeur et l'électricité.

Nous reprenons chacun de ces éléments de façon plus détaillée dans ce qui suit.

*Sous représentation du gaz dans le bilan énergétique québécois* : Comme l'indique la Figure 1, le Québec est la province dont la part du gaz naturel dans la disponibilité nette d'énergie est la plus faible, après les provinces maritimes. Cette situation s'explique par le positionnement du Québec en fin de réseau mais aussi par la stratégie énergétique

adoptée par les différents gouvernements depuis le début des années 60. En effet, le Québec a adopté une stratégie axée sur le développement de ses ressources hydroélectriques. Au moment de la construction des grands barrages, il fallait trouver des débouchés pour les excédents d'électricité. On a mis en place des programmes de conversion des systèmes de chauffage et des tarifs préférentiels d'électricité, notamment dans certains secteurs industriels comme l'aluminium et dans le secteur résidentiel. Il devenait particulièrement difficile pour les sources alternatives d'énergie telles le gaz naturel ou le mazout de concurrencer l'électricité.

**Figure 1 : Part du gaz naturel dans la disponibilité nette d'énergie (2002)**



Tiré de : *Énergie au Québec : Édition 2004*, Tableau 2.1

En rétrospective, ces diverses politiques et programmes ont certes contribué à favoriser le développement de certaines industries en région. Par ailleurs, dans le secteur résidentiel, elles ont conduit au remplacement des systèmes de chauffage au mazout ou au gaz naturel par un système biénergie et le plus souvent par un système tout électrique. Dans ce dernier cas, les consommateurs ont majoritairement choisi les plinthes dont le coût d'installation est moins coûteux mais grandement inefficace du point de vue énergétique.

En somme, cette stratégie a conduit à un surdimensionnement des capacités de production d'électricité pour satisfaire une demande stimulée par des tarifs gardés artificiellement bas et des subventions à la conversion. Du point de vue environnemental,

dans le contexte actuel où Hydro-Québec devra recourir aux importations l'électricité produite en grande partie à partir de centrales au charbon, l'impact est négatif. L'importation d'électricité des États-Unis génère plus de gaz à effet de serre que le chauffage direct au gaz naturel.

*Vulnérabilité des approvisionnements en gaz naturel au Québec*: L'essentiel de l'approvisionnement en gaz du Québec provient du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). Près de 60% du gaz est acheminé via le gazoduc principal de TransCanada pipeline. Le reste, quelque 40%, transite par les États-Unis via le gazoduc Alliance-Vector et Great Lakes Gas Transmission au moyen des capacités détenues sur ces réseaux par TransCanada.<sup>4</sup> Or, les réserves gazières dans cette région ont atteint la maturité voire même en phase de déclin, si on se réfère à tout le moins au gaz naturel classique.

La production canadienne de gaz naturel s'élevait à 16,4 Gpi<sup>3</sup>/j en 2003, principalement concentrée dans le BSOC, soit l'Alberta (77%), la Colombie-Britannique (15%) et la Saskatchewan (4%). Le reste de la production se situait dans la région au large de la Nouvelle-Écosse (3%). La production canadienne a connu une forte croissance dans les années 90 pour atteindre un plateau en 2002. Durant la première moitié des années 90, les augmentations ont atteint 8% en moyenne par année. Cette croissance exceptionnelle a été rendue possible par la construction de nouveaux pipelines et l'existence d'une capacité de production inexploitée.<sup>5</sup> La croissance de la production a commencé à fléchir pour se situer par la suite à près de 2 % en moyenne par année. Cet essoufflement de la production canadienne s'est produit en dépit d'une augmentation importante du nombre de forages, lesquels sont passés de 2 200 en 1990 à près de 13 000 en 2003.

L'Office National de l'Énergie<sup>6</sup> entrevoit pour les prochaines années que la production classique provenant du BSOC va rester sensiblement stable jusqu'en 2008 pour ensuite amorcer un déclin spectaculaire, soit de 16,4 Gpi<sup>3</sup>/j à environ 14 Gpi<sup>3</sup>/j en 2012. Ce déclin sera partiellement compensé par la production de méthane à partir des couches de charbon de l'Ouest canadien (1,0 Gpi<sup>3</sup>/j en 2012), par le projet de la vallée du Mackenzie qui, s'il se concrétise, devrait livrer du gaz à raison de 1,2 Gpi<sup>3</sup> par jour à partir de 2010 et par la production de gisements extracôtiers de l'Est du Canada (1,7 Gpi<sup>3</sup>/j en 2012). L'équilibre dépend donc des régions frontalières, des sources alternatives de gaz et du GNL. Ceci est vrai pour le Canada mais aussi pour l'ensemble de l'Amérique du Nord. En somme, on pourra difficilement faire face à la croissance de la demande sans recourir à l'importation de gaz naturel liquéfié.

<sup>4</sup> Une carte des réseaux de gazoducs se retrouve à l'Annexe I.

<sup>5</sup> La réglementation en vigueur à la fin des années 70 et au début des années 80 exigeait de disposer de réserves prouvées importantes afin de pouvoir exporter. La modification de la réglementation a permis de libérer de larges réserves de gaz.

<sup>6</sup> Dans ses prévisions, l'ONE présente deux scénarios : « pression de l'offre » avec des progrès technologiques plutôt lents mais un accès facile aux terres pour fins de forage et le scénario « techno-vert », progrès technologiques rapides, plus fort taux de récupération du gaz mais un accès plus difficile aux terres. Nous reproduisons les prévisions selon le premier scénario. Voir : *Vision du marché nord-américain du gaz naturel*, Groupe de travail nord-américain sur l'énergie, janvier 2005

Dans ce contexte d'une offre domestique largement contrainte, la demande devrait croître à un rythme soutenu. L'ONE prévoit que la demande au Canada devrait passer de 2,75 Tpi<sup>3</sup> en 2002 à 3,46 Tpi<sup>3</sup> ou 3,62 Tpi<sup>3</sup> en 2012 selon les scénarios, soit une croissance de 2,3 % et 2,8 % en moyenne par année respectivement.<sup>7</sup> Le secteur de la production d'électricité et l'Ouest canadien sont les principaux moteurs de cette croissance, notamment la production d'électricité en Alberta et l'extraction et la transformation des sables bitumineux. La demande à ce chapitre devrait croître de 220 Gpi<sup>3</sup> en 2003 à quelque 400 Gpi<sup>3</sup> en 2012.

*Faible utilisation du gaz naturel au Québec pour la production d'énergie secondaire:* Contrairement à la tendance généralement observée en Amérique du Nord, le gaz naturel est peu utilisé pour la production d'énergie secondaire au Québec, que ce soit pour la production de vapeur ou l'électricité. Un projet de cogénération, la centrale de Bécancour, d'une capacité de 500 MW devrait être en opération en 2007. Le projet du Suroît, mis de l'avant par Hydro-Québec il y a quelques années, a dû être abandonné devant l'ampleur de l'opposition. La stratégie énergétique du Québec dévoilée récemment s'appuie résolument sur le développement de l'hydroélectricité, dont les coûts de production par ailleurs sont en forte croissance en raison de la taille réduite des projets et de leur éloignement des principaux centres de consommation.

### 1.3 Contribution du projet Rabaska à la sécurité énergétique

Compte tenu de ce qui précède, on peut dire que le projet Rabaska devrait contribuer à la sécurité énergétique du Québec et favoriser une plus grande diversité des sources d'approvisionnement. Dans sa stratégie énergétique, le Gouvernement du Québec reconnaît que :

*« L'accès au gaz naturel liquéfié permettrait au Québec de diversifier la provenance de ses approvisionnement. Au lieu de dépendre uniquement du gaz naturel transporté par gazoduc depuis l'Ouest canadien- dont les réserves prouvées diminuent- le Québec aurait accès au gaz provenant du continent Africain, du Moyen-Orient et de la Russie. »*

En examinant l'impact du projet Rabaska sur la sécurité énergétique du Québec, deux éléments doivent être considérés : l'élargissement des sources d'approvisionnement et les risques géopolitiques. Sur le premier point, l'apport du projet est indéniable et permet au Québec d'avoir accès à différentes sources d'approvisionnement en gaz naturel dans le monde par rapport à une source unique comme c'est le cas actuellement. Le déplacement de la demande de gaz naturel vers l'Ouest canadien combiné à une offre domestique qui stagne, rend les consommateurs de gaz naturel du Québec particulièrement vulnérables. Compte tenu de la croissance de la demande et le déclin appréhendé de l'offre de gaz

<sup>7</sup> La croissance prévue pour les États-Unis sur la même période est de 1,7 %, passant de 23,4 Tpi<sup>3</sup> en 2002 à 27,2 Tpi<sup>3</sup> en 2012. Les prévisions de croissance de Energy and Environmental Analysis Inc sont de 2,0% en moyenne sur la période 2004-2015 pour le Canada et les États-Unis.

classique, le Canada dans son ensemble devra recourir davantage à l'importation de gaz naturel, essentiellement du gaz naturel liquéfié.

Par ailleurs, il est certain qu'en augmentant les approvisionnements internationaux, le risque géopolitique augmente par rapport à un approvisionnement entièrement de source canadienne. Il est important de rappeler que le même type de problématique existe dans le cas des approvisionnements en pétrole brut. Le Canada est un exportateur net de pétrole. Toutefois, pour des questions de logistiques et de coûts de transport, les provinces de l'Est s'approvisionnent sur les marchés internationaux et les provinces de l'Ouest sur le marché domestique. L'excédent de production est exporté, principalement sur le marché américain. Dans le cas du gaz naturel, la filière GNL devient compétitive au transport par gazoduc pour des distances supérieures à 4000 ou 5600 kilomètres, dépendant du type de gazoduc. Enfin, il convient de souligner que le risque géopolitique associé aux approvisionnements en gaz naturel est moindre que pour le pétrole en raison de la distribution différente des réserves de gaz dans le monde. La part du Moyen-Orient dans les réserves gazières n'est que de 40,6 % comparativement à 61,7 % pour le pétrole<sup>8</sup>. La différence provenant des larges réserves de gaz dans l'ex Union Soviétique, lesquelles comptent pour plus de 30%.

De plus, en donnant accès au GNL et en réduisant le niveau de dépendance envers le transport par gazoduc, le projet Rabaska permet de réduire les risques associés à ce type de transport. Cet élément est particulièrement important pour les centrales électriques alimentées au gaz naturel. L'interruption d'approvisionnement d'un seul gazoduc peut causer l'arrêt de multiples génératrices. Ceci est certainement plus important pour l'Ontario et le Nord-est des États-Unis. Toutefois, le réseau d'Hydro-Québec est interconnecté aux réseaux de ses voisins, de telle sorte que le Québec subit indirectement les effets bénéfiques d'une plus grande fiabilité de la production d'électricité dans ces régions.

Enfin, le projet permet de réduire l'impact des limites de capacité sur le réseau de transport par gazoduc. Cet élément est particulièrement important en période de pointe d'hiver alors que les consommateurs québécois doivent payer une prime saisonnière pour les approvisionnements ponctuels, le Québec étant situé en fin de réseaux.<sup>9</sup>

## **2. Bénéfices pour les consommateurs industriels, commerciaux et institutionnels**

Cette section cherche à évaluer les bénéfices que les consommateurs de gaz naturel vont retirer du projet. Ces bénéfices viennent de la baisse de prix du gaz naturel attribuable à l'afflux d'une quantité additionnelle de gaz. Ce nouveau gaz devra se trouver des débouchés, soit en déplaçant le gaz actuellement transporté par gazoduc auprès des

<sup>8</sup> BP Statistical Review of World Energy, 2005

<sup>9</sup> E&E Inc. (p.25) estime que les consommateurs québécois paient une prime pour leur gaz naturel, les prix au point d'Iroquois se sont maintenus récemment à quelque 0,60\$US/MBtu au dessus du prix de Dawn. En moyenne depuis 6 ans, le différentiel est de 0,33\$US/MBtu

consommateurs existants, soit en élargissant sa base de clientèle. Nous analysons successivement les bénéfices pour le Québec et pour les régions de Québec et Chaudière-Appalaches

## 2.1 Bénéfices pour l'ensemble du Québec : économies sur les coûts du gaz naturel

Cette section s'appuie sur l'évaluation des impacts de Rabaska sur les marchés québécois et ontarien effectuée par Energy and Environmental Analysis, Inc.(2005). Les auteurs du rapport tentent d'évaluer l'impact sur les prix du gaz naturel et en conséquence sur la demande suite à la mise en service du projet Rabaska. Trois scénarios différents sont analysés:

- **scénario de base « GNL Rabaska »** : le terminal d'importation de GNL Rabaska est construit et permet l'importation de 500 Mpi<sup>3</sup>/j au Québec à compter de janvier 2010. Ce scénario présume également qu'une capacité de terminal de GNL de 8,3 Gpi<sup>3</sup>/j sera accessible au Canada et aux États-Unis et 24 Gpi<sup>3</sup>/j d'ici 2025.
- **Scénario alternatif 1 « quantité moindre de GNL en Amérique du Nord »** : le terminal n'est pas construit et le GNL prévu pour Rabaska est écoulé sur d'autres marchés que l'Amérique du Nord. Les autres terminaux de GNL en Amérique du Nord fonctionnent à pleine capacité, de telle sorte que les volumes de gaz prévus dans le scénario de référence ne sont pas disponibles pour répondre aux besoins du marché de l'Est du Canada.
- **Scénario alternatif 2 « hausse du GNL sur la côte du Golfe du Mexique »** : le terminal n'est pas construit mais un terminal de même capacité serait construit et entrerait en service en janvier 2010 sur la partie américaine du Golfe du Mexique

Les résultats de l'étude montrent que la construction du terminal GNL Rabaska permettrait d'abaisser les prix de 0,46\$/MBtu (en \$ Can. réels 2004) en moyenne par rapport au scénario alternatif 1 et de 0,20\$/MBtu par rapport au scénario alternatif 2. Ceci correspond à des diminutions de prix de 5,1% et 2,3 % respectivement. Ces baisses de prix vont entraîner une augmentation de la demande de 18,2 Gpi<sup>3</sup> et 7,1 Gpi<sup>3</sup>, soit de 1,45 % et 0,57 % respectivement.<sup>10</sup> On constate que les élasticités sont relativement faibles même à long terme alors que les substitutions qui devraient résulter d'une baisse de prix ont déjà été faites en partie.

Les auteurs du rapport estiment que, si le projet Rabaska va de l'avant, les consommateurs québécois et ontariens devaient payer 13 milliards \$ (en \$ Can. réels 2004) en moyenne annuellement pour leur gaz naturel excluant les coûts de distribution. C'est 500 millions \$ de moins par année que le scénario alternatif 1. Ceci représente une

<sup>10</sup> Sur la base de prix moyen du gaz naturel sur la période 2004-2025 à 9,01 \$ CAN (en \$ 2004) selon le scénario alternatif 1 et 8,83 \$ CAN selon le scénario alternatif 2 et sur la base d'une consommation finale moyenne de 1473 Gpi<sup>3</sup> et de 1475 Gpi<sup>3</sup> respectivement. La consommation finale exclue la consommation de gaz de compression.

économie de 8,2 milliard \$ sur la période de 16 ans, soit 2010-2025. Si on compare au scénario alternatif 2, les économies pour les consommateurs Québécois et Ontariens sont de 214 millions \$ par année, soit près de 3,4 milliards \$ sur la période de 16 ans.

En utilisant les données de l'étude EEA, nous avons calculé les économies potentielles pour le Québec seulement. Comme nous l'avons mentionné précédemment, le niveau de consommation de gaz naturel au Québec est relativement faible par rapport à celui de l'Ontario. En 2004, la consommation finale de gaz s'élevait à 221 Gpi<sup>3</sup> comparativement à 1079 Gpi<sup>3</sup> pour l'Ontario, soit environ le cinquième de la consommation ontarienne. En utilisant les hypothèses sous jacentes aux différents scénarios, nous avons calculé l'impact total sur les coûts d'approvisionnement en gaz naturel. Celui-ci est décomposé en un effet de prix et un effet quantité. Les résultats sont présentés au Tableau 2.

**Tableau 2 : Économies moyennes annuelles 2010-2025 au Québec (millions \$ 2004)**

	Effet prix $Q_i (P_i - P_{ref})^1$	Effet quantité $P_{ref} (Q_i - Q_{ref})$	Effet total $(P_i Q_i) - (P_{ref} Q_{ref})$
Scénario alternatif 1	123,4	- 37,0	86,4
Scénario alternatif 2	52,6	-17,0	35,6

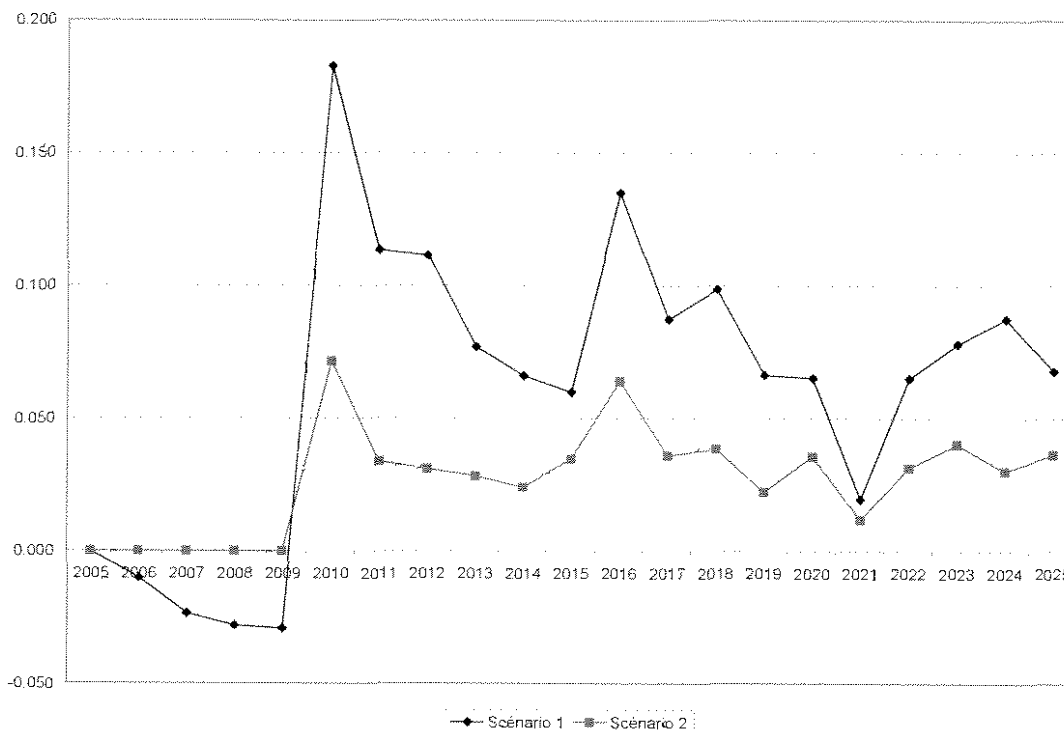
1) ref. réfère au scénario de référence et i au scénario alternatif

Les économies annuelles réalisées par les consommateurs actuels de gaz naturel au Québec avec le projet Rabaska en comparaison au scénario alternatif 1 se situeraient à 123,4 millions \$. Par ailleurs, la baisse de prix accroît la consommation de gaz naturel pour un montant de 37 millions \$. L'effet total consiste en des économies sur les coûts de consommation du gaz naturel de 86,4 millions \$ annuellement, soit un total de 1,4 milliards \$ sur la période 2010-2025. Ces économies sont moins importantes dans le cas du scénario alternatif 2, soit 35,6 millions \$ annuellement.

Tel qu'illustré à la Figure 1, l'impact est plus important au moment de la mise en service des installations et s'estompe graduellement dans le temps. Par exemple, en comparaison au scénario alternatif 1, les économies atteignent plus de 182 millions \$ en 2010 et diminuent jusqu'en 2014 au moment où le gaz de l'Alaska devrait atteindre les marchés. En somme, l'impact sur les prix et en conséquence sur l'épargne pour les consommateurs résulte de deux facteurs : la plus grande quantité de gaz sur les marchés et la localisation de ce gaz qui contribue à réduire le différentiel entre les prix au Québec et les prix sur le marché de l'Alberta (AECo Hub).



**Figure 1 : Évolution de l'épargne totale pour les consommateurs (milliards de \$ annuel)**



Source : Calculé à partir des scénarios développés par EEA Inc.

## 2.2 Bénéfices pour les régions de Québec et Chaudière-Appalaches

Le Tableau 3 résume l'information sur la consommation de gaz naturel par secteur dans l'ensemble du Québec et pour les régions de Québec et Chaudière-Appalaches. La consommation de la région compte pour 6 % de la consommation finale de gaz naturel au Québec. Il s'agit d'un pourcentage inférieur à l'importance de la région en termes de population ou du PIB, soit près de 14%.<sup>11</sup> La faible pénétration du gaz s'explique par le fait que la région a eu accès au gaz naturel tardivement<sup>12</sup>, qu'elle se trouve en fin de réseau et que les prix du gaz naturel y sont relativement plus élevés. De plus, comparativement à l'ensemble du Québec, on observe une forte concentration du secteur commercial et institutionnel en raison de la présence des institutions gouvernementales dans la région.

<sup>11</sup> La population de la région se situe à 1,1 millions comparativement à 7,6 pour l'ensemble du Québec. Le PIB (\$2004) est de 34,3 Milliards comparativement à 246,2 milliards pour l'ensemble.

<sup>12</sup> La région de Québec a eu accès au gaz naturel au début des années 80 et la rive-sud de Québec une dizaine d'années plus tard. Le gaz naturel était déjà disponible dans la région de Montréal dans les années 50.

**Tableau 3 : Consommation de gaz naturel, Province de Québec et Régions de Québec et Chaudière-Appalaches (2004-2005)**

	Province de Québec		Régions de Québec et Chaudière-Appalaches	
	Gpi <sup>3</sup>	%	Gpi <sup>3</sup>	%
Commercial/Institutionnel	68	30,7	6,25	44,6
Industriel	126	57,1	6,59	47,0
Résidentiel	27	12,2	1,18	8,4
Total <sup>1</sup>	221	100,0	14,02	100,0

1) Exclue le gaz utilisé aux fins de transport et de compression

2) L'information pour la Province vient de EEA Inc et celle des Régions de Gaz Métropolitain

Afin d'évaluer l'épargne pour les consommateurs des régions de Québec et Chaudière-Appalaches, nous avons projeté la demande pour les prochaines années, basée sur les hypothèses retenues par EEA pour l'ensemble du Québec. Les résultats sont présentés au Tableau 4.

**Tableau 4 : Projection des économies pour les consommateurs de gaz naturel selon les scénarios**

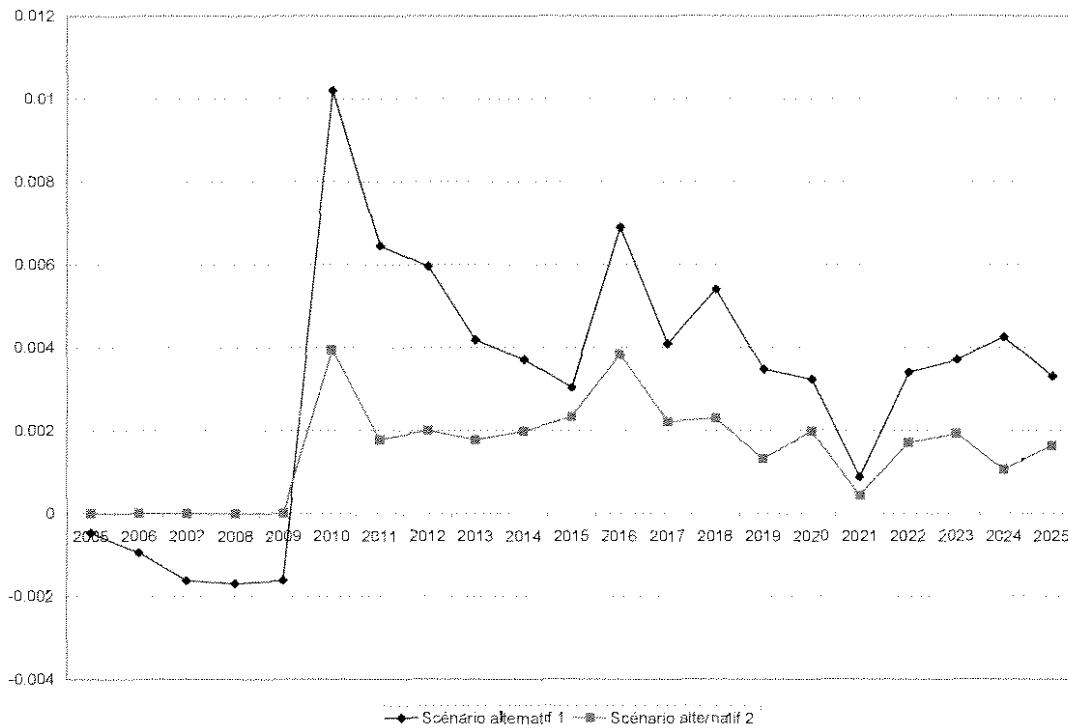
	Dépense annuelle (000\$) <sup>1</sup>	Nombre de clients	Économies Scénario alternatif 1		Économies Scénario alternatif 2	
			Totale (000\$)	Moyenne (\$)	Totale (000\$)	Moyenne (\$)
Commercial	64 582	3 388	2 809	829	1 332	393
Industriel	49 425	316	1 107	3 503	427	1 351
Résidentiel	10 971	3 298	596	181	253	78
Total	127 233	7 002	4 512	644	2 012	219

1) La dépense annuelle moyenne est calculée sur la base du scénario de référence pour la période 2010-2025

Le secteur commercial/institutionnel réalise des économies annuelles de 2,8 millions \$ par rapport au scénario alternatif 1, soit 44,8 millions \$ sur l'ensemble de la période 2010-2025. Ceci représente une épargne de 829 \$ par année par client, soit 4,4% de la facture. Pour le secteur industriel, les économies annuelles sont de 1,1 millions \$, soit 3 503 \$ par client ou 2,2 % de la facture annuelle. Finalement, les économies pour le secteur résidentiel s'élèvent à 596 000 \$, soit 181 \$ par client ce qui représente 5,4% de la facture. L'épargne annuelle est moins importante si on la compare avec le scénario alternatif 2.

La Figure 2 présente l'évolution des économies totales. Comme pour l'ensemble du Québec, on observe qu'elles sont particulièrement importantes lors de la mise en service du projet et s'estompent graduellement par la suite.

**Figure 2 : Évolution des économies annuelles moyennes (en milliards \$) pour les régions de Québec et Chaudière-Appalaches**



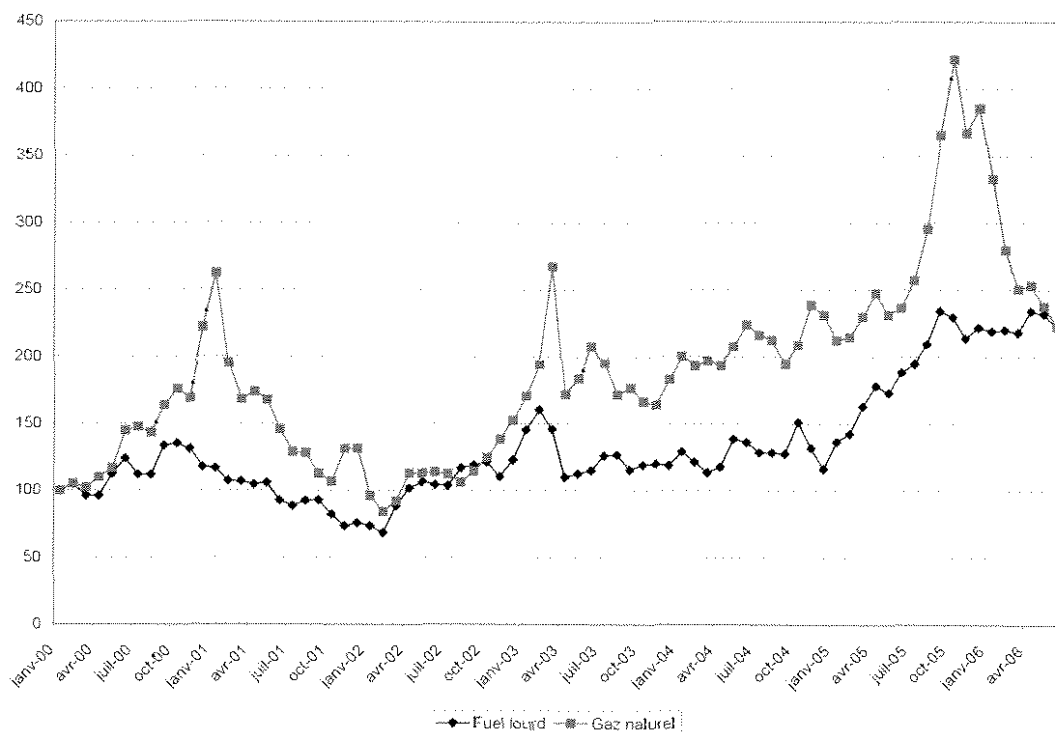
### 2.3 Substitution des sources d'énergie

En général, la réaction des consommateurs aux variations de prix à court terme est faible, c'est-à-dire que l'élasticité prix est faible. Les possibilités de substitution pour les consommateurs résidentiel et commercial sont limitées et se résument à des mesures de conservation de l'énergie comme par exemple, la baisse des thermostats. En fait, leur consommation s'ajuste principalement en fonction de la température et du niveau d'activité économique. La plus grande réaction face aux variations de prix vient principalement des consommateurs qui disposent d'équipements biénergie. On observera généralement un déplacement de la consommation vers d'autres combustibles tels le mazout lourd et autres distillats, lorsque le prix relatif du gaz naturel augmente.

La Figure 3 montre l'évolution des prix du gaz naturel (prix moyen à tête du puits) et le prix du mazout lourd (port de NY) sur la période 2000-2006. On constate que le prix relatif du gaz naturel s'est accru considérablement depuis 2003, conduisant à une substitution massive vers le mazout lourd. Au prix actuel, on estime qu'une grande part

de la demande industrielle capable de passer à une autre source d'énergie que le gaz naturel l'a déjà fait.

**Figure 3 : Évolution des prix du mazout lourd et du gaz naturel (janv 2000 = 100)**



Par exemple, depuis le début des années 2000, Gaz métropolitain estime avoir perdu quelque 20 Gpi<sup>3</sup>, soit 10% de ses ventes totales, au profit du mazout lourd.<sup>13</sup> Pour les seules régions de Québec et Chaudières-Appalaches, la substitution représente 4,6 Mpi<sup>3</sup>, soit près de 25% de la demande.

### 3. Retombées économiques du projet

Nous avons examiné dans les sections précédentes les impacts dynamiques de l'implantation du projet de port méthanier, soit l'effet sur les prix et la consommation de gaz naturel. Dans la présente section, nous analysons les impacts statiques ou les retombées économiques du projet pour le Québec et pour les régions de Québec et Chaudière-Appalaches. Secor Conseil a effectué une étude sur les retombées économiques du projet Rabaska. Cette étude fait appel à une méthodologie éprouvée

<sup>13</sup> Cela signifie 540 000 tonnes de GES de plus de 9000 tonnes d'oxyde de soufre de plus, chaque année depuis ce temps. En effet, le mazout lourd émet 40% plus de GES et 1700 fois plus de polluants que le gaz naturel.

d'analyse d'impacts et s'appuie sur une évaluation des effets directs et indirects évalués à l'aide du modèle intersectoriel de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ).

### 3.1 Retombées pour le Québec

Nous l'avons déjà mentionné, le projet Rabaska représente l'un des investissements les plus importants effectués dans le secteur de l'énergie au Québec au cours dix dernières années, exclusion faite des projets hydroélectriques. L'investissement total prévu est de 840 millions \$, dont 775 millions \$ pour le terminal et 65 millions \$ pour le gazoduc qui permettra de relier le terminal méthanier au gazoduc TQM à Saint-Nicolas.<sup>14</sup> Comme une partie des intrants nécessaires provient de l'extérieur du Québec, notamment les équipements spécialisés et l'expertises professionnelles spécifiques, les retombées seront inférieures au niveau des investissements prévus. Une fois construit, le terminal méthanier entraînera des dépenses d'exploitation évaluées à 56 millions \$ par année. Certains de ces coûts sont encourus envers des fournisseurs hors du Québec, notamment une grande partie des coûts d'énergie et des frais maritimes évalués à 22 millions \$ et 10 millions \$ respectivement. Ces derniers frais sont à la charge du transporteur de GNL mais auront des retombées locales et régionales.

Le Tableau 5 résume l'évaluation des retombées du projet pour l'ensemble du Québec.<sup>15</sup>

**Tableau 5 : Retombées directes et indirectes du projet Rabaska (Ensemble du Québec)**

	Retombées directes et indirectes (M\$)	
	Travaux de construction	Dépenses d'exploitation
Valeur ajoutée		
- salaires et traitements	234,3	13,7
- autres revenus	209,3	23,3
- Total	443,6	37,0
Main-d'œuvre (personnes-années)	4 995	288
Recettes fiscales		
- Gouvernement du Québec	70,7	8,9
- Fédéral	30,7	3,2
- Total	101,4	12,1

Source : Secor Conseil

Les retombées directes et indirectes du projet pour les travaux de construction s'élèvent à 444 millions \$ et à 37 millions \$ pour les dépenses d'exploitation. Les salaires avant

<sup>14</sup> Ces estimations de coûts remontent à janvier 2005, ils pourraient être réévalués à la hausse ou à la baisse par les promoteurs.

<sup>15</sup> Les restrictions et hypothèses de l'analyse d'impact sont présentées dans le rapport de Secor Conseil, p 5.

impôt représentent 53 % et 37% de la valeur ajoutée respectivement. La part du Québec dans les retombées totales est évaluée à 54 % et celle du reste du Canada à 16 %. L'emploi créé serait de 4995 personnes-années pour la phase de construction et 288 pour la phase d'exploitation. Le terminal comme tel devrait employer 70 personnes dans la phase d'exploitation. Les revenus générés par le projet vont être imposés par les différents paliers de gouvernement. On estime que les recettes fiscales pour la phase de construction seront de 101,4 millions \$ et pour la phase d'exploitation de 12,1 millions \$ annuellement.

### 3.2 Retombées pour les régions de Québec et Chaudière-Appalaches

Une partie importante des retombées économiques bénéficiera à la région immédiate du projet.<sup>16</sup> Comme les informations sur la décomposition des coûts du projet n'étaient pas suffisamment fines, il n'était pas possible de faire une évaluation exhaustive des retombées au niveau régional. En conséquence, l'essentiel de l'évaluation porte sur l'emploi pour lequel l'information disponible permettait d'évaluer avec plus de précision l'impact régional. En évaluant l'équilibre de l'offre et de la demande pour les différents métiers utilisés dans la phase de construction, l'étude en arrive à dégager des taux d'embauche régionale pour les différents métiers. Ceux-ci varient entre 30 % pour les soudeurs et 90 % pour les charpentiers et électriciens.

Sur cette base, l'étude estime l'impact régional à 73 % des 1375 travailleurs régis par le décret de la construction, soit 949 personnes-années. La masse salariale versée à ces travailleurs s'élèvera à 60 millions \$ durant la durée du chantier. Pour les autres travailleurs venant de l'extérieur de la région, ils devront se loger et se nourrir sur le territoire, ce qui devrait engendrer des dépenses additionnelles de l'ordre de 6 millions \$.

Pour la phase exploitation du projet, les 70 emplois directs prévus seront des emplois occupés par des personnes habitant la région. De plus, pour les emplois indirects, on estime que 140 des 218 personnes-années seront comblés par des personnes résidant dans la région. Enfin, le projet paierait un minimum de 7 millions \$ en taxes foncières à la municipalité de Lévis et 1 million \$ en taxes scolaires.

### 3.3 Rabaska : un levier de développement régional

La croissance économique d'une région repose sur le niveau de productivité des entreprises en place et sur sa capacité à attirer et favoriser le démarrage de nouvelles entreprises. Dans la concurrence qui s'exerce entre régions pour attirer les entreprises et la main-d'œuvre qualifiée, les études<sup>17</sup> montrent que la qualité des infrastructures, la

<sup>16</sup>Secor Conseil utilise les données de la Commission de la construction du Québec. La région de Québec est définie par les rives Nord et Sud mais aussi par les régions de Charlevoix et Chaudière-Appalaches.

<sup>17</sup> Plusieurs de ces études sont présentées dans : Lapointe, A. « Croissance des villes et économie du savoir », Presses de l'Université Laval, 2003.

disponibilité d'énergie à des prix compétitifs et la qualité de vie sont des facteurs de première importance. Dans les économies industrialisées, largement axées sur le savoir, la présence d'universités et de centres de recherches tend à favoriser l'innovation et la diffusion des connaissances à l'intérieur des entreprises de la région. Ceci constitue un vecteur de croissance endogène important. Finalement, la vision de développement et le leadership local sont nécessaires afin de canaliser les forces vives de la région autour d'objectifs précis de développement.

Le projet Rabaska peut être analysé dans cette perspective plus générale de développement régional. Il y a actuellement dans la région Chaudière-Appalaches 3 388 utilisateurs commerciaux et institutionnels de gaz naturel et 316 consommateurs industriels, représentant des volumes de consommation de 6,25 Gpi<sup>3</sup> et 6,59 Gpi<sup>3</sup> respectivement. En raison de la localisation en fin de réseau de gazoduc, ces consommateurs de gaz naturel doivent payer un prix supérieur à leur concurrents de l'Ontario et des provinces de l'Ouest. On estime ce différentiel de prix à quelque 0,60 \$US/MBtu en moyenne au cours des 3 dernières années.

L'arrivée du GNL du projet Rabaska injecte à partir de 2010, 185 Gpi<sup>3</sup> de nouveau gaz, ce qui représente 71 % (185/258 Gpi<sup>3</sup>) de la consommation projetée du Québec et 11 % de la consommation combinée du Québec et de l'Ontario. Ce nouveau gaz devra trouver des débouchés et contribuera ainsi à réduire les prix du gaz naturel au Québec et en Ontario. De plus, la localisation de ce nouveau gaz aura pour conséquence de réduire l'écart de prix entre le Québec et les provinces de l'Ouest. On estime la baisse de prix autour de 0,46 \$/MBtu, dont le tiers environ est attribuable à la baisse du différentiel de prix entre le Québec et les provinces de l'Ouest<sup>18</sup>. Ceci permet aux entreprises de la région qui utilisent le gaz de conforter leur position par rapport à cette source d'énergie, de réduire leurs coûts d'approvisionnement énergétique et d'accroître leur productivité. Pour d'autres entreprises ou organisations, il peut s'agir d'un incitatif pour convertir ou revenir à l'utilisation du gaz naturel. On estime d'ailleurs que la demande va s'accroître de 1,5 % suite à la baisse de prix évaluée à 5,1 % dans le cas du scénario « quantité moindre de GNL ». Ce déplacement de la demande peut avoir des conséquences environnementales favorables, si le gaz naturel permet de déplacer le fuel lourd utilisé directement ou pour la production d'électricité en période de pointe.

En somme, au-delà des retombées économiques du projet, la disponibilité de gaz naturel en abondance et à un prix compétitif constitue un avantage compétitif indéniable pour la région. Elle peut servir de levier pour élargir et diversifier la base industrielle de la région et attirer de nouvelles entreprises.

#### 4. Conclusion

Cette étude a été commanditée par un regroupement de gens d'affaire de la région de Lévis, le Regroupement d'appui au projet Rabaska. Elle visait à analyser les avantages

<sup>18</sup> Selon EEA Inc. (p83) la réduction de l'écart entre AECO et Québec sera de 0,13 \$/MBtu.

économiques du projet de port méthanier Rabaska pour l'ensemble du Québec et pour les régions de Québec et de Chaudière-Appalaches. L'étude montre que le projet contribuera à accroître la sécurité énergétique du Québec en diminuant la part des approvisionnements venant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Ces réserves gazières sont en phase de maturité et on estime que la production devrait diminuer à partir de 2008. Par ailleurs, la demande de gaz naturel des provinces de l'Ouest est en forte croissance, ce qui fragilise les approvisionnements futurs pour l'Est du pays.

Le projet entraînera des bénéfices importants pour les consommateurs actuels de gaz naturel au Québec en exerçant une pression à la baisse sur les prix. Cette baisse provient de l'afflux additionnel de gaz sur les marchés et de la localisation de ce nouveau gaz. Ce dernier élément devrait contribuer à réduire le différentiel de coût de transport. On estime ces économies entre 214 millions \$ et 500 millions \$ annuellement en moyenne pour le Québec et l'Ontario selon les scénarios, entre 35,6 millions \$ et 86,4 millions \$ pour le Québec seulement et entre 2,0 millions et 4,5 millions \$ pour les régions de Québec et Chaudière-Appalaches.

Les retombées du projet s'élèvent à 444 millions \$ et 36 millions \$, si l'on considère la phase de construction et la phase d'exploitation. Une grande partie de ces retombées sont sous formes de salaires et traitements. Le projet permettra de créer de l'emploi équivalent à 4 995 personnes-années pour la phase de construction et 288 personnes-années pour la phase d'exploitation. La région immédiate du projet pourra bénéficier d'une masse salariale de 60 millions \$ durant la construction et des dépenses induites de 6 millions \$ des travailleurs venant de l'extérieur de la région. 73 % des travailleurs régis par le décret de la construction proviendront de la région immédiate. Durant la phase d'exploitation, la région pourra compter sur 70 emplois permanents et plus de 64 % des 218 emplois indirects.

Enfin, le projet Rabaska vient modifier de façon importante la commercialisation du gaz naturel dans la région. Le désavantage du positionnement en fin de réseau se traduit pour les entreprises de la région par des coûts d'approvisionnement plus élevés et des écarts de prix importants en période de pointe d'hiver. L'arrivée du GNL permet donc d'abaisser les coûts d'approvisionnement, d'accroître la productivité des entreprises et d'offrir une source alternative d'énergie qui soit davantage concurrentielle. En somme, la disponibilité de gaz naturel à un prix compétitif devrait constituer un levier de développement économique important pour la région.



## Bibliographie

BP Statistical Review of World Energy, 2005

Energy and Environmental Analysis Inc. *Répercussions des importations de GNL de Rabaska sur les marchés québécois et ontarien du gaz naturel*, Nov. 2005

Gouvernement du Québec, *L'énergie pour construire le Québec de demain : La stratégie énergétique du Québec, 2006-2015*. Gouvernement du Québec, 2006.

Gouvernement du Québec, *Énergie au Québec : Édition 2004*, Ministère des ressources naturelles et de la faune du Québec, Gouvernement du Québec, 2005.

Lapointe Alain, *Croissance des villes et économie du savoir*, Presses de l'Université Laval, 2003

Rabaska : *Implantation d'un terminal méthanier à Lévis : Étude d'impact sur l'environnement*, Janvier 2006

SECOR Conseil : *Évaluation des retombées économiques du projet Rabasca*, Nov. 2005

Statistique Canada, *Bulletin sur la disponibilité et l'écoulement final d'énergie au Canada*, Cat.no. 57-003-X1B

*Vision du marché nord-américain du gaz naturel*, Groupe de travail nord-américain sur l'énergie, janvier 2005

## ANNEXE 1 : Carte des gazoducs au Canada

LES RÉSEAUX DE TRANSPORT DU GAZ NATUREL DESSERVANT LE QUÉBEC AU 31 DÉCEMBRE 2003

