

**Répercussions des importations de GNL de Rabaska
sur les marchés québécois et ontarien du gaz naturel**



**RÉPERCUSSIONS
DES IMPORTATIONS DE GNL DE
RABASKA SUR LES MARCHÉS
QUÉBÉCOIS ET ONTARIEN DU
GAZ NATUREL**

Préparé pour
**LA SOCIÉTÉ EN COMMANDITE
RABASKA**

Soumis par
ENERGY AND ENVIRONMENTAL ANALYSIS, INC.
1655 N. Fort Myer Drive, Suite 600
Arlington, Virginie 22209
ÉTATS-UNIS
(703) 528-1900

Novembre 2005

TABLE DES MATIÈRES

1	INTRODUCTION ET SOMMAIRE.....	1
1.1	Présentation d'Energy and Environmental Analysis, Inc.	1
1.2	Portée de l'analyse	2
1.3	Résumé des principales conclusions	4
1.4	Structure du rapport	8
2	VUE D'ENSEMBLE DES MARCHÉS QUÉBÉCOIS ET ONTARIEN DU GAZ NATUREL.....	10
2.1	Demande de gaz naturel en Ontario et au Québec	10
2.1.1	Historique de la demande	10
2.1.2	Consommation de gaz projetée en Ontario et au Québec	13
2.2	Examen des infrastructures d'entreposage et de transport par gazoduc du Québec et de l'Ontario	17
2.2.1	Gazoducs en provenance et en direction du Québec et de l'Ontario	17
2.2.2	Entreposage desservant l'Ontario et le Québec	19
2.2.3	Points d'établissement des prix du gaz naturel desservant les marchés ontarien et québécois	20
2.3	Approvisionnements ontarien et québécois en gaz naturel	23
2.4	Historique des prix du gaz naturel en Ontario et au Québec	25
3	VUE D'ENSEMBLE DES MARCHÉS GAZIERS NORD-AMÉRICAINS.....	27
3.1	Vue d'ensemble du marché gazier nord-américain	27
3.1.1	Équilibre projeté du gaz naturel en Amérique du Nord	28
3.1.2	Sensibilité de l'équilibre gazier nord-américain projeté relativement à la disponibilité des réserves pionnières	29
3.2	Perspectives de la demande de gaz naturel	29
3.2.1	Secteurs résidentiel et commercial	30
3.2.2	Secteur industriel	30
3.2.3	Secteur de la production d'électricité	31
3.2.4	Réaction des consommateurs aux changements de prix	32
3.3	Approvisionnement gazier nord-américain	34



3.3.1	Développement des ressources et de la production conventionnelles en Amérique du Nord	36
3.3.2	Dépendance envers les nouvelles sources d'approvisionnement	37
3.3.3	Réaction des producteurs aux changements de prix	38
3.4	Importations de GNL	41
3.4.1	Importations projetées de GNL	42
3.4.2	Autres projets de GNL dans l'est du Canada et dans le nord-est des États-Unis	44
3.5	Sensibilité des prix du gaz nord-américain aux fluctuations de l'offre et de la demande	46
4	PRÉVISION D'EEA QUANT À LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL DU BSOC DISPONIBLE POUR LES MARCHÉS DE L'EST.....	48
4.1	Introduction	48
4.2	Historique des forages et de la production du BSOC et tendances en matière de RFE	50
4.2.1	Historique des complétions de puits de gaz	50
4.2.2	Historique de la production de gaz	51
4.2.3	Récupération par puits gazier	53
4.2.4	Activités liées au méthane de gisement houillé	54
4.3	Ressources gazières du BSOC	57
4.3.1	Réserves prouvées et récupération finale	57
4.3.2	Réserves gazières non prouvées et non découvertes	58
4.4	Prévision de production dans le BSOC	60
4.5	Prévision d'EEA quant à la demande dans l'ouest du Canada	61
4.6	Prévision d'EEA quant au gaz naturel de l'ouest canadien disponible pour les marchés de l'est	62
5	IMPACTS DU GNL DE RABASKA SUR LES MARCHÉS QUÉBÉCOIS ET ONTARIEN DU GAZ NATUREL	64
5.1	Hypothèses des scénarios	65
5.2	Impact du GNL de Rabaska sur les prix projetés du gaz naturel	66
5.2.1	Prix nord-américains du gaz naturel selon le scénario de référence	66
5.2.2	Impact de Rabaska sur le prix du gaz naturel	68



5.2.3	Effet des conditions du marché sur les impacts de Rabaska sur les prix du gaz naturel	75
5.3	Impact du GNL de Rabaska sur la consommation de gaz naturel dans le centre du pays	76
5.4	Différentiel projeté des prix du gaz naturel	82
5.5	Impacts de Rabaska sur les coûts à la consommation	83
5.6	Impact de Rabaska sur les sources projetées d’approvisionnement en gaz de l’Ontario et du Québec	86
5.7	Impact du GNL de Rabaska sur les flux des gazoducs	89
5.8	Impact du GNL de Rabaska sur l’entreposage ontarien	96
5.9	Impact du GNL sur la fiabilité du gaz et de l’électricité	97

ANNEXE A : SYSTÈME DE DONNÉES ET DE PRÉVISIONS SUR LE MARCHÉ GAZIER D’EEA A-1

A.1	Système de données et de prévisions sur le marché gazier d’EEA (SDPMG)	A-1
A.2	Méthodologie des prévisions de production gazière	A-8
A.2.1	Caractérisation des ressources dans le MAH	A-11



LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1	Consommation historique de gaz naturel en Ontario et au Québec (Gpi ³ par année).....	14
Tableau 2	Consommation de gaz naturel projetée par secteur (en Gpi ³)	16
Tableau 3	Historique de l’approvisionnement gazier de l’Ontario et du Québec (Gpi ³ par an).....	24
Tableau 4	Approvisionnement projeté de gaz naturel pour l’Ontario et le Québec (Gpi ³ par an)	24
Tableau 5	Équilibre gazier nord-américain projeté (Bcf)	29
Tableau 6	Consommation projetée de gaz naturel selon le scénario « GNL de Rabaska »	30
Tableau 7	Production sèche annuelle moyenne mise en marché – BSOC.....	53
Tableau 8	Données historiques sur les complétions et sur la production des puits de MH de l’Alberta	57
Tableau 9	Réserves restantes établies de gaz commercialisable au Canada en 2003.....	58
Tableau 10	Estimation d’EEA quant aux réserves gazières et à la récupération finale dans le BSOC (Gpi ³).....	59
Tableau 11	Prix nord-américains projetés du gaz naturel avec Rabaska	67
Tableau 12	Prix projetés du gaz naturel selon le scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord »	69
Tableau 13	Prix projetés du gaz naturel selon le scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique »	70
Tableau 14	Impact du GNL de Rabaska sur les prix du gaz naturel par rapport au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord ».....	71
Tableau 15	Impact du GNL de Rabaska sur les prix du gaz naturel par rapport au scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique »	72
Tableau 16	Consommation projetée de gaz naturel par secteur, avec le GNL de Rabaska (Gpi ³)	78
Tableau 17	Consommation projetée de gaz naturel par secteur selon le scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord » (Gpi ³ /an).....	79
Tableau 18	Consommation projetée de gaz naturel par secteur selon le scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique » (Gpi ³ /an)	80
Tableau 19	Impact du GNL de Rabaska sur la consommation projetée de gaz naturel par rapport au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord » (Gpi ³)	81
Tableau 20	Impact du GNL de Rabaska sur la consommation projetée de gaz naturel par rapport au scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique » (Gpi ³)	82
Tableau 21	Impact du GNL de Rabaska sur l’approvisionnement gazier projeté de l’Ontario et du Québec par rapport au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord » (Gpi ³ /an)	87
Tableau 22	Modification des flux de gaz naturel attribuable aux importations de GNL de Rabaska par rapport au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord » (Mpc/j)	91
Tableau 23	Modification des flux de gaz naturel attribuable aux importations de GNL de Rabaska par rapport au scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique » (Mpc/j).....	92



LISTE DES FIGURES

Figure 1	Prix marginaux du gaz naturel au Québec avec et sans GNL de Rabaska	7
Figure 2	Consommation québécoise de gaz naturel par secteur (2004).....	11
Figure 3	Consommation ontarienne de gaz naturel par secteur (2004)	12
Figure 4	Consommation mensuelle de gaz en Ontario et au Québec en 2004.....	15
Figure 5	Principaux gazoducs de l'Ontario, du Québec et du nord-est des États-Unis.....	18
Figure 6	Points d'établissement des prix du gaz naturel en Ontario, au Québec et dans le nord-est des États-Unis	22
Figure 7	Prix quotidiens et annuels moyens du gaz naturel en Ontario et au Québec (en \$ US/MBtu)	26
Figure 8	Tendances historiques récentes de la capacité de production, de la production et des prix du gaz (en \$ US/MBtu).....	28
Figure 9	Production gazière nord-américaine par région.....	36
Figure 10	Courbes de l'offre en gaz naturel.....	40
Figure 11	Courbe de l'offre gazière nord-américaine totale.....	41
Figure 12	Terminaux d'importation de GNL existants, proposés et potentiels en Amérique du Nord en août 2005	43
Figure 13	Prévision d'EEA en matière d'importations nord-américaines de GNL (Gpi ³ /an).....	44
Figure 14	Futurs flux de gaz naturel vers l'est, sur TransCanada, depuis l'Alberta (Gpc/j)	49
Figure 15	Complétions de puits gaziers par province.....	51
Figure 16	Production gazière totale mise en marché dans le BSOC, par province.....	52
Figure 17	Connexions gazières du BSOC et récupération finale estimée (RFE) par connexion	54
Figure 18	Productivité initiale des puits du BSOC	55
Figure 19	Taux des puits gaziers du BSOC vs. production cumulative, par classe de génération de connexion – gaz brut, gaz de puits	56
Figure 20	Projection du scénario de référence d'EEA quant à la production de gaz naturel du BSOC	60
Figure 21	Prévision d'EEA quant à la production de méthane de gisement houillé du BSOC.....	61
Figure 22	Prévision d'EEA quant à la demande de gaz naturel dans l'ouest canadien	62
Figure 23	Prévision d'EEA quant aux débits de gaz naturel en provenance de l'Alberta et de la Colombie-Britannique.....	63
Figure 24	Importations totales de GNL aux États-Unis et au Canada.....	66
Figure 25	Prix projetés du gaz naturel au Québec	73
Figure 26	Prix projetés du gaz naturel à AECO.....	74
Figure 27	Prix projetés du gaz naturel à Dawn.....	75
Figure 28	Différentiel projeté AECO-Québec avec et sans GNL de Rabaska (\$ CAN de 2004 par MBtu).	83



Figure 29	Impact du GNL de Rabaska sur les coûts du gaz naturel pour les consommateurs ontariens et québécois relativement au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord »	85
Figure 30	Impact du GNL de Rabaska sur les coûts du gaz naturel pour les consommateurs ontariens et québécois relativement au scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique »	86
Figure 31	Impact du GNL de Rabaska sur les sources et l'utilisation de gaz naturel dans le marché Québec-Ontario (moyenne de 2010-2025) relativement au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord »	88
Figure 32	Impact du GNL de Rabaska sur les sources et l'utilisation de gaz naturel dans le marché Québec-Ontario (moyenne de 2010-2025) relativement au scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique »	89
Figure 33	Impact du GNL de Rabaska sur les flux de gaz naturel nord-américains en 2015	93
Figure 34	Impact du GNL de Rabaska sur les flux de gaz naturel nord-américains par rapport au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord » en 2025.....	94
Figure 35	Impact du GNL de Rabaska sur les flux de gaz naturel nord-américains par rapport au scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique » en 2015	95
Figure 36	Impact du GNL de Rabaska sur les flux de gaz naturel nord-américains par rapport au scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique » en 2025	96



Avis de non-responsabilité

Le présent rapport comprend des énoncés prospectifs et des projections. Energy and Environmental Analysis, Inc. (EEA) a pris toutes les dispositions raisonnables voulues pour s'assurer que les informations et hypothèses sur lesquelles reposent ces énoncés sont à jour, raisonnables et complètes. Cependant, pour diverses raisons, les résultats réels peuvent différer substantiellement des projections, résultats prévus ou autres prévisions exprimés dans le présent rapport, incluant, entre autres, les conditions économiques et climatiques générales des régions géographiques ou des marchés susceptibles d'avoir une incidence sur le marché gazier.



LISTE DES ACRONYMES*

Pc ou pi³ : pied cube

mpc : mille pieds cubes (10³)

Mp³ : million de pieds cubes (10⁶)

Gpi³ : milliard de pieds cubes (10⁹)

Tpi³ : billion de pieds cubes (10¹²)

/j : par jour

MW : mégawatt

GW : gigawatt

Btu : British thermal unit

MBtu : million de Btu (soit environ un mpc de gaz)

BSOC : Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

EUB : Alberta Energy and Utility Board

FERC : Federal Energy Regulatory Commission

GNL : Gaz naturel liquéfié

Great Lakes : Great Lakes Gas Transmission

INGAA : Interstate Natural Gas Pipeline Association of America

MAH : Modèle d'approvisionnement en hydrocarbures

NPC : National Petroleum Council

NYMEX : New York Mercantile Exchange

ONE : Office national de l'énergie

PNGTS : Portland Natural Gas Transmission System

RFE : Récupération finale estimée

SDPMG : Système de données et de prévisions sur le marché gazier

TQM : Gazoduc TransQuébec et Maritimes

TransCanada : TransCanada Pipeline Limited

Union : Union Gas Limited

* **Au bénéfice des lecteurs de la version française**



1

INTRODUCTION ET SOMMAIRE

1.1 Présentation d'Energy and Environmental Analysis, Inc.

Energy and Environmental Analysis, Inc. (EEA) est une société d'experts-conseils privée qui fournit à des clients des secteurs institutionnel, gouvernemental et privé, aux États-Unis et au Canada, des analyses dans le domaine du gaz naturel, de l'électricité et des transports, ainsi que des analyses des questions et politiques liées à l'environnement. EEA a réalisé un certain nombre d'analyses détaillées des marchés nord-américains du gaz naturel et des besoins en infrastructures énergétiques.

EEA a réalisé dans le cadre de la National Petroleum Council Study of Natural Gas Markets une modélisation quantitative remise au Secrétaire américain à l'énergie à l'automne 2003; cette étude a constitué la base de l'étude prévisionnelle de l'American Gas Foundation intitulée *Natural Gas Outlook to 2020: The U.S. Natural Gas Market – Outlook and Options for the Future*. EEA a également réalisé, pour le compte de la Fondation INGAA¹, l'étude intitulée *Pipeline and Storage Infrastructure Requirements for a 30 Tcf Gaz Market*, ainsi que, pour le même client, l'étude intitulée *An Updated Assessment of Pipeline and Storage Infrastructure for the North American Gas Market* et, enfin, le document intitulé *Natural Gas Outlook to 2020 – The U.S. Natural Gas Market*, publié par l'American Gas Foundation. De plus, EEA a préparé de nombreuses études exclusives portant sur les aspects économiques et la valeur des installations de gaz naturel et des contrats d'approvisionnement en énergie, sur les incidences de la demande croissante de production d'électricité à partir du gaz naturel, sur le fonctionnement de l'industrie du gaz et sur les besoins en infrastructures.

Les auteurs de la présente étude, MM. Bruce Henning et Michael Sloan, ont récemment présenté un mémoire à l'Office national de l'énergie (ONE) sur la création d'un point de réception-livraison à la Jonction North Bay du réseau de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) et sur l'établissement de la zone sud-ouest. Ils sont coauteurs de l'étude *Short-term Natural Gas Markets*, une analyse des données publiées sur les prix du gaz naturel quant à la cohérence des données et à la relation entre le différentiel, calculé à partir des prix publiés et les prix correspondant à la capacité libérée rapportés à la U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC). L'étude a été citée dans les ordonnances n^{os} 637 et 637-a de la FERC. Ils ont en outre réalisé un grand nombre d'analyses du marché du gaz naturel pour le compte de clients du secteur privé, de tous les secteurs de

¹ Interstate Natural Gas Pipeline Association of America.



l'industrie de l'énergie, incluant des distributeurs de gaz et des producteurs de gaz naturel, des transporteurs inter-États, des négociants en énergie, des distributeurs et des producteurs indépendants en électricité. MM. Henning et Sloan ont conjointement présenté un mémoire à la FERC sur la fluidité du marché gazier californien et sont les auteurs d'une étude exclusive sur la liquidité du marché du gaz naturel, citée dernièrement par la New York Public Service Commission. Ils ont récemment réalisé pour le compte de l'American Gas Foundation une importante étude sur la volatilité des prix du gaz naturel. M. Henning a témoigné devant le sénat américain sur la question de la liquidité et du comportement du marché du gaz naturel. M. Sloan a témoigné devant la Commission de l'énergie de l'Ontario sur les aspects économiques relatifs à l'expansion des gazoducs.

1.2 Portée de l'analyse

La Société en commandite Rabaska (« Rabaska ») a retenu les services d'EEA pour réaliser une étude de marché visant à évaluer les conséquences de l'importation au Québec, par Rabaska, de 500 millions de pieds cubes par jour (Mpc/j) de GNL sur les marchés du gaz naturel québécois et ontarien. Rabaska a demandé que l'évaluation comporte une projection du marché gazier nord-américain, avec projection annuelle de l'offre, de la demande et des prix du gaz naturel, ces données étant ventilées par centre régional de marché, en incluant et en excluant les 500 Mpc/j de Rabaska. Les projections comprennent une prévision de la demande, ventilée selon les secteurs résidentiel, commercial, industriel et de production d'électricité au Québec et en Ontario, ainsi que des projections des prix du gaz naturel à a) Henry Hub; b) Chicago; c) AECO et d) Dawn. Des prévisions de prix sont également fournies pour les endroits suivants : a) zone de livraison du centre de TransCanada (région de Toronto); b) est de l'Ontario et Québec, c) East Hereford et d) Waddington.

Rabaska a aussi demandé à EEA de réaliser une évaluation du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), incluant notamment des projections des ressources disponibles (réserves établies) et de la capacité de production afin de déterminer la capacité future du BSOC à répondre aux besoins en gaz naturel de l'Ontario et du Québec, ainsi que d'évaluer l'incidence probable du GNL de Rabaska sur le débit gazier de TransCanada PipeLine Limited (TransCanada) vers l'Ontario, le Québec et des points canadiens d'exportation vers le nord-est des États-Unis.

Dans le présent rapport, EEA présente les résultats de trois scénarios de prévision pour les marchés gaziers nord-américains pour la période de 2004 à 2025. Les intrants sont identiques pour les trois scénarios, exception faite de la quantité et de l'emplacement du GNL importé au Québec et dans l'ensemble du marché nord-américain. Le scénario de référence, nommé « GNL de Rabaska », prend pour hypothèse que le terminal d'importation de GNL de Rabaska est construit et que des importations de GNL à raison de 500 Mpc/j pénètrent au Québec à compter du 1^{er} janvier 2010.

Pour recenser et quantifier les avantages de la construction du terminal de Rabaska, le scénario « GNL de Rabaska » est comparé à deux scénarios alternatifs ayant

pour hypothèses que le terminal de Rabaska n'est pas construit et qu'il n'y a pas d'importation de GNL au Québec. Dans le premier cas, intitulé « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord », où le terminal de Rabaska n'est pas construit, la prévision suppose que les volumes de GNL livrés au Québec dans le scénario de référence sont livrés dans des marchés mondiaux extérieurs à l'Amérique du Nord. Le scénario suppose que les autres terminaux de GNL d'Amérique du Nord fonctionnent à pleine capacité, ou presque, de telle façon que les volumes de gaz livrés au Québec dans le scénario de référence ne sont pas disponibles pour servir les besoins du marché de l'est du Canada ou les autres besoins nord-américains de gaz.

La deuxième approche alternative, intitulée « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique », suppose que si le terminal de Rabaska n'est pas construit, une capacité de terminal supplémentaire de GNL de 500 Mpc/j serait construite et mise en service le 1^{er} janvier 2010 le long de la partie américaine de la côte du golfe du Mexique. Cette capacité supplémentaire s'ajouterait à la capacité considérable en voie de construction supposée dans le scénario de référence². En conséquence, les volumes totaux de GNL livrés dans le marché nord-américain selon les scénarios « GNL de Rabaska » et « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique » sont identiques et les distinctions entre l'un et l'autre se limitent à l'emplacement des livraisons.

EEA est d'avis qu'il y aura en Amérique du Nord une demande suffisante pour justifier l'apport du GNL de Rabaska dans un autre point du marché nord-américain si l'installation n'est pas construite. Il résulte de cette demande des signaux de prix qui rendront économique la livraison de GNL à des terminaux nord-américains. Sachant que le golfe du Mexique est l'endroit où il est le plus facile de situer les terminaux de GNL, l'option substitutive la plus vraisemblable consiste à installer cette capacité dans le golfe du Mexique, soit par la hausse de l'utilisation d'un terminal existant, soit par l'agrandissement de l'un des importants terminaux en cours de développement. Il n'est toutefois pas certain qu'on puisse, dans les limites de l'échéancier du projet Rabaska, trouver un site, obtenir les permis nécessaires et procéder à la construction d'un nouveau terminal de GNL venant s'ajouter à ceux dont tient compte le scénario de référence.

Les trois scénarios présentés dans le rapport reposent sur la projection d'avril 2005 du scénario de référence, légèrement modifiée pour tenir compte d'une modeste croissance, au Québec, de la demande industrielle et d'un ajustement de la demande de gaz affectée à la production d'électricité en Ontario, afin d'y intégrer les conversions de centrales au charbon annoncées avant la réalisation de la présente analyse. Les modèles et la méthodologie utilisés pour élaborer les scénarios de prévision sont documentés à l'annexe A du présent rapport. EEA met à jour tous les trimestres les projections de son scénario de référence. Chaque mise à jour comprend normalement l'ajout de données historiques, des révisions aux prévisions

² En plus du projet Rabaska, le scénario de référence « GNL de Rabaska » présume qu'une capacité de terminal de GNL de 8,3 milliards de pieds cubes par jour (Gpi³/j) sera accessible au Canada et aux États-Unis d'ici 2010 et que 24 Gpi³/j seront accessibles d'ici 2025. De ce volume, 4,4 Gpi³/j seront accessibles le long du Golfe du Mexique, du côté américain, d'ici 2010 et 14,5 Gpi³/j, au même endroit, d'ici 2025.

pour tenir compte des modifications aux échéanciers présumés des projets de développement prévus et probables et des mises à jour du cadre de modélisation permettant de prendre en compte l'analyse récente d'EEA. Entre avril 2005 et le dépôt du présent rapport, les perspectives du marché gazier ont subi des modifications substantielles, particulièrement à court terme, en raison des hausses prévisibles à court et à moyen termes des prix mondiaux du pétrole, des conséquences des ouragans Katrina et Rita, et d'autres facteurs. Les modifications incluent également une évaluation plus optimiste de la production de gaz naturel dans les montagnes rocheuses et dans le BSOC se traduisant par des prix plus bas dans les centres de marché de ces régions (incluant AECO) et donc par un différentiel de prix plus élevé entre les zones de production et les marchés central, de l'est du Canada et du nord-est des États-Unis. Les résultats chiffrés de l'analyse Rabaska seraient probablement quelque peu différents si l'analyse était menée à l'aide du scénario de référence actuel d'EEA, mais les auteurs du présent rapport ne croient pas qu'il en résulterait des modifications fondamentales aux grandes conclusions de l'analyse. D'une façon générale, ils sont d'avis que les modifications survenues dans les perspectives du marché gazier au cours des six derniers mois ont accru la valeur du terminal de Rabaska aux yeux des consommateurs québécois et ontariens.

1.3 Résumé des principales conclusions

- 1) EEA prévoit une croissance continue de la demande de gaz naturel en Ontario, au Québec et dans toute l'Amérique du Nord. Bien que l'augmentation de l'utilisation du gaz pour la production d'électricité représente l'essentiel de la croissance ontarienne, la hausse du nombre de consommateurs de gaz des secteurs résidentiel et commercial exigera le développement de nouvelles sources d'approvisionnement afin de desservir les marchés de l'Ontario et du Québec, ainsi que l'ensemble du marché nord-américain. Le scénario de référence d'EEA montre que la consommation annuelle de gaz aux États-Unis et au Canada va passer de 25 Tpi³ (billions de pieds cubes) en 2004 à 35 Tpi³ d'ici 2025, principalement en raison de l'utilisation du gaz dans le secteur de la production d'électricité qui doublera par rapport à son niveau d'aujourd'hui. En parallèle, la production à partir des sources traditionnelles devrait se stabiliser ou diminuer. Par conséquent, EEA prévoit que les prix réels du gaz naturel en 2004, à Henry Hub, atteindront en moyenne près de 7,69 \$ CAN (5,87 \$ US)/MBtu et les prix à AECO, une moyenne de 7,66 \$ CAN (5,85 \$ US)/MBtu³ entre 2005 et 2025,
- 2) L'équilibre projeté du gaz naturel en Amérique du Nord dépend de la disponibilité des importations de GNL et de l'offre en provenance des régions pionnières. Si les projets requis pour mettre en valeur ces sources ne voient pas le jour, les prix du gaz naturel seront beaucoup plus élevés et une large partie de la demande projetée de gaz naturel, incluant le déplacement de génération

³ Les modèles d'EEA sont chiffrés en dollars américains et toute l'analyse a été exécutée dans cette devise. Les résultats ont été convertis à la monnaie canadienne au taux annuel moyen, pour 2004, de 1,31 publié par la Banque du Canada (www.bankofcanada.ca/en/rates/exchange_avg_pdt.html).

électrique à base de charbon au profit du gaz naturel risque de ne pas se réaliser. L'augmentation du coût éliminera l'avantage économique et annulera l'effet bénéfique pour l'environnement du gaz naturel dans une multitude d'applications, particulièrement au niveau industriel et du marché de la génération électrique.

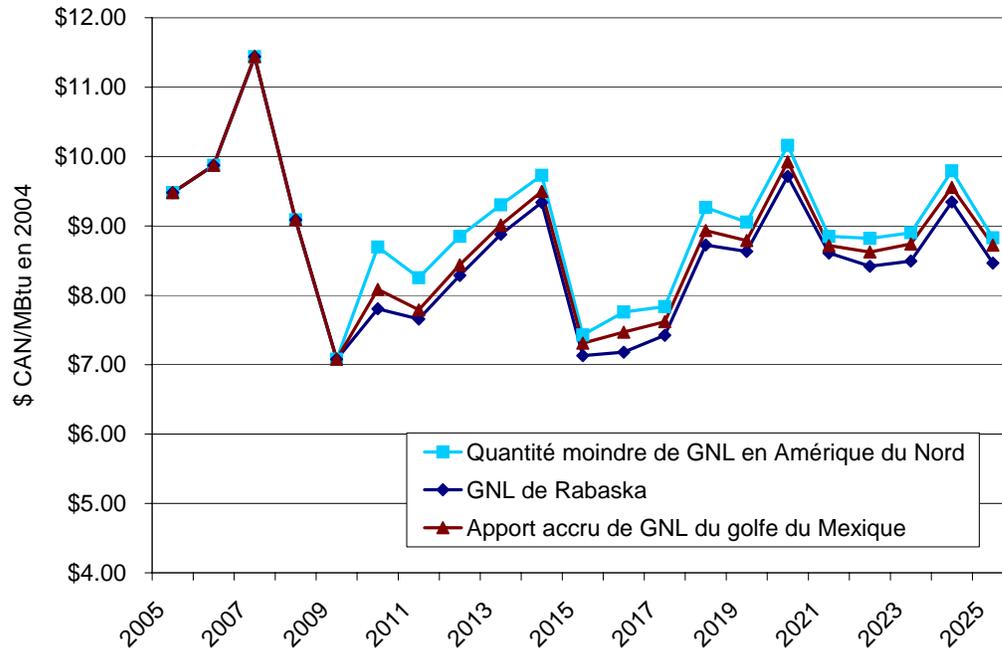
- 3) Depuis toujours, presque tout le gaz naturel consommé en Ontario et au Québec est produite dans le BSOC et transporté vers les marchés ontarien et québécois par le gazoduc principal de TransCanada, ou encore via Dawn, en passant par le Michigan au moyen des gazoducs de TransCanada et Great Lakes, ou ceux de Alliance et Vector. Cependant, la production du BSOC devrait diminuer sensiblement d'ici 2025. Parallèlement, on prévoit une augmentation substantielle de la demande de gaz naturel en Alberta. L'augmentation de la demande en Alberta, combinée au déclin du BSOC, devrait se traduire par une réduction sensible des flux de gaz naturel à la sortie de l'Alberta. Dans ce contexte, les consommateurs de l'Ontario et du Québec doivent envisager s'approvisionner ailleurs et les importations de GNL semblent à cet égard constituer une importante source d'approvisionnement pour ces consommateurs.
- 4) Les réserves mondiales sont suffisantes pour assurer un approvisionnement continu et fiable en GNL, répondant aux besoins de l'Amérique du Nord, à un coût de 5,90 \$ CAN à 6,55 \$ CAN (\$ CAN de 2004) (4,50 \$ à 5 \$/MBtu) (\$ US de 2004). Notre évaluation des coûts et de la disponibilité du GNL sur le plan international indique un approvisionnement en GNL plus que suffisant pour répondre aux besoins nord-américains de gaz naturel, et cela à un coût nettement inférieur au prix du gaz naturel prévu dans ces marchés. En outre, le prix du gaz naturel dans les marchés québécois et ontarien devrait dépasser celui sur la côte du golfe du Mexique, d'où un incitatif économique à fournir du GNL au Québec.
- 5) Le GNL de Rabaska offrira des avantages appréciables aux consommateurs du Québec et de l'est ontarien : gaz naturel à des prix inférieurs, réduction des coûts de l'énergie pour le consommateur et fiabilité des approvisionnements en gaz.
 - Le GNL de Rabaska devrait faire baisser les prix au Québec et dans l'est de l'Ontario (Figure 1) :
 - relativement au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord », la construction du terminal de Rabaska devrait faire baisser les prix pratiqués au Québec et dans l'est de l'Ontario, en moyenne, de 0,46 \$ CAN (0,35 \$ US)/MBtu entre 2010 et 2025;
 - relativement au scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique », la construction du terminal de Rabaska devrait réduire les prix, au Québec et dans l'est de l'Ontario, d'une moyenne de 0,20 \$ CAN (0,15 \$ US)/MBtu, en dollars réels de 2004, entre 2010

et 2025. Cette baisse du prix résulte de la différence des coûts de transport entre Henry Hub et l'Ontario qui se produit quand le GNL est livré directement au Québec au lieu de passer par la côte du golfe du Mexique.

- En livrant du gaz directement au Québec, le GNL de Rabaska représente une nouvelle possibilité d'approvisionnement moins sensible aux événements extérieurs du marché ayant des effets sur les sources traditionnelles d'approvisionnement du BSOC. Le GNL de Rabaska réduira le risque de perturbations des gazoducs et minimisera la volatilité des prix résultant des contraintes de capacité affectant les marchés québécois et est-ontarien situés en bout de réseau.
- 6) La diminution des prix du gaz naturel résultant de l'implantation du terminal de Rabaska réduirait substantiellement les coûts moyens du gaz naturel pour les consommateurs du Québec et de l'Ontario :
- la présente analyse indique que, relativement au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord », même si la demande totale de gaz augmente de 1,2 %, le coût total du gaz naturel pour les consommateurs de l'Ontario et du Québec diminuera de presque 1 milliard \$ CAN (en dollars réels de 2004) au cours de la première année d'exploitation du terminal. Rabaska permettrait aux consommateurs de gaz naturel de l'Ontario et du Québec d'économiser environ 8,2 milliard \$ CAN, en dollars réels de 2004, de 2010 à 2025;
 - relativement au scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique », l'analyse montre que les coûts totaux du gaz naturel, pour les consommateurs québécois et ontariens, diminueraient de presque 290 millions \$ CAN au cours de la première année d'exploitation du terminal. Rabaska épargnerait aux consommateurs québécois et ontariens de gaz naturel plus de 3,4 milliards \$ CAN, en dollars réels de 2004, de 2010 à 2025.

Figure 1 Prix marginaux du gaz naturel au Québec avec et sans GNL de Rabaska

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.



- 7) Le terminal de Rabaska procurerait d'autres avantages aux consommateurs d'énergie du Québec et de l'Ontario :
- cette source d'approvisionnement supplémentaire est une solution de rechange nécessaire aux approvisionnements provenant de l'Ouest du Canada et de la côte du golfe du Mexique. Le terminal pourrait réduire le besoin d'expansion des infrastructures de transport longue distance et certains consommateurs existants pourraient même céder une partie de la capacité de transport longue distance à laquelle ils souscrivent. Cela libérerait de la capacité et des approvisionnements supplémentaires provenant du BSOC et de la côte du golfe du Mexique pour d'autres clients tant à l'intérieur et qu'à l'extérieur de l'Ontario et du Québec;
 - Les importations supplémentaires de GNL au Québec pourraient aussi améliorer la fiabilité du réseau gazier au Québec et en Ontario et, en particulier, la fiabilité du réseau électrique ontarien. Rabaska fournirait suffisamment de gaz pour alimenter des centrales au gaz d'une puissance de

5 000 mégawatts⁴ sur une base annuelle, et environ 3 500 mégawatts de puissance durant les périodes de pointe⁵. L'approvisionnement supplémentaire de gaz constituera aussi un tampon pour les infrastructures existantes de transport par gazoduc, qui sont déjà exploitées à la limite de leurs capacités lors des froides journées d'hiver.

- 8) L'importation de 500 Mpc/j de GNL au Québec aura des effets relativement modestes sur le flux et la valeur de la capacité sur le réseau de pipeline de TransCanada :
- relativement au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord », l'importation de 500 Mpc/j de GNL au Québec devrait entraîner une légère diminution des flux de gaz naturel à l'est de AECO sur le réseau de TransCanada. En moyenne, les flux des gazoducs devraient diminuer de près de 90 Mpc/j entre 2010 et 2025. La majeure partie de cette diminution découle d'une production légèrement réduite de gaz naturel dans le BSOC, cette réduction étant attribuable au niveau de prix plus bas du scénario « GNL de Rabaska »;
 - les effets sur les flux de TransCanada diminuent légèrement si l'option de rechange au GNL de Rabaska consiste plutôt dans l'importation de GNL sur la côte du golfe du Mexique. En moyenne, les flux devraient décliner d'environ 75 Mpc/j entre 2010 et 2025. Une partie de ce déclin est attribuable à une petite baisse des prix à AECO, dont découle une production légèrement moindre du BSOC, tandis que le reste de la baisse résulte des hausses de flux sur les autres trajets en provenance du BSOC;
 - les flux moyens de gaz naturel sur le réseau de TransCanada passant par le point Emerson pour rallier le réseau Great Lakes augmentent légèrement (moins de 50 Mpc/j) selon les deux scénarios alternatifs, et les flux moyens du Michigan à l'Ontario via Dawn diminuent un peu (de 80 à 90 Mpc/j) dans les deux cas;
 - le GNL de Rabaska fera nettement augmenter l'utilisation de la capacité du réseau de TransCanada pour le service aux points d'exportation, particulièrement à Niagara.

1.4 Structure du rapport

Le présent rapport confirme la nécessité d'introduire du GNL au Québec et établit que le terminal de Rabaska aurait des retombées économiques substantielles pour les consommateurs québécois et ontariens.

⁴ Partant d'un facteur de charge annuelle de 50 %.

⁵ Partant d'un facteur de charge de 100 % durant les 16 heures de pointe des jours de pointe.

Le chapitre 2 propose une vue détaillée des marchés du gaz naturel en Ontario et au Québec et établit le besoin de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz naturel.

Le chapitre 3 constitue un vaste survol des marchés nord-américains du gaz naturel, à l'appui des conclusions des auteurs voulant que de nouvelles sources de gaz naturel, et particulièrement de GNL, soient nécessaires pour répondre à la demande croissante du marché du gaz naturel. Même en comptant sur d'importantes hausses des importations de GNL, le marché du gaz naturel demeurera très serré et ses prix resteront à leur maximum historique dans un avenir prévisible.

Le chapitre 4 présente une évaluation des approvisionnements en gaz naturel disponibles dans le BSOC et conclut que cette production et les exportations de ce bassin ont atteint un sommet et devraient diminuer sensiblement à l'avenir, même en tenant compte des nouveaux approvisionnements gaziers du delta du Mackenzie et de l'Alaska.

Le chapitre 5 contient une évaluation approfondie de l'incidence du GNL de Rabaska sur les marchés du gaz naturel et sur les consommateurs du Québec et de l'Ontario.

L'annexe A résume brièvement les modèles et méthodologies utilisés par EEA pour produire les prévisions contenues dans l'analyse.



2

VUE D'ENSEMBLE DES MARCHÉS QUÉBÉCOIS ET ONTARIEN DU GAZ NATUREL

Le présent chapitre propose une vue d'ensemble des marchés québécois et ontarien du gaz naturel dans le contexte du marché gazier nord-américain.

2.1 Demande de gaz naturel en Ontario et au Québec

2.1.1 Historique de la demande

EEA estime que la consommation totale de gaz naturel en Ontario et au Québec s'est élevée en 2004 à 1 360 Gpi³. Presque la moitié, ou 48 %, de cette consommation l'a été dans les secteurs résidentiel et commercial. Le secteur industriel a représenté environ 35 % du volume consommé de 2004 et le secteur de la production d'électricité 12 %.

Le profil québécois de consommation de gaz naturel est très différent du profil ontarien. La consommation de gaz naturel au Québec (voir la Figure 2) se concentre dans le secteur industriel, qui a utilisé environ 126 Gpi³ de gaz naturel en 2004, i.e. environ 55 % de la consommation totale de gaz naturel de la province. La demande résidentielle et commerciale a représenté environ 42 % du total provincial. En 2004, il n'y avait pas de production d'électricité alimentée au gaz naturel au Québec⁶.

La consommation de gaz naturel en Ontario (voir la Figure 3) se concentre davantage dans les secteurs résidentiel et commercial ce qui n'est pas le cas au Québec. La demande résidentielle et commerciale représente près de la moitié du gaz naturel total consommé en 2004, tandis que la demande industrielle ne constitue que 31 % du total. L'Ontario utilise aussi le gaz naturel pour sa production d'électricité, qui occupe 15 % de la demande totale de la province.

⁶ La consommation de gaz naturel du secteur industriel comprend le gaz naturel utilisé dans la production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération).

Figure 2 Consommation québécoise de gaz naturel par secteur (2004)

Source: Energy and Environmental Analysis Inc. Historic Market Backcast

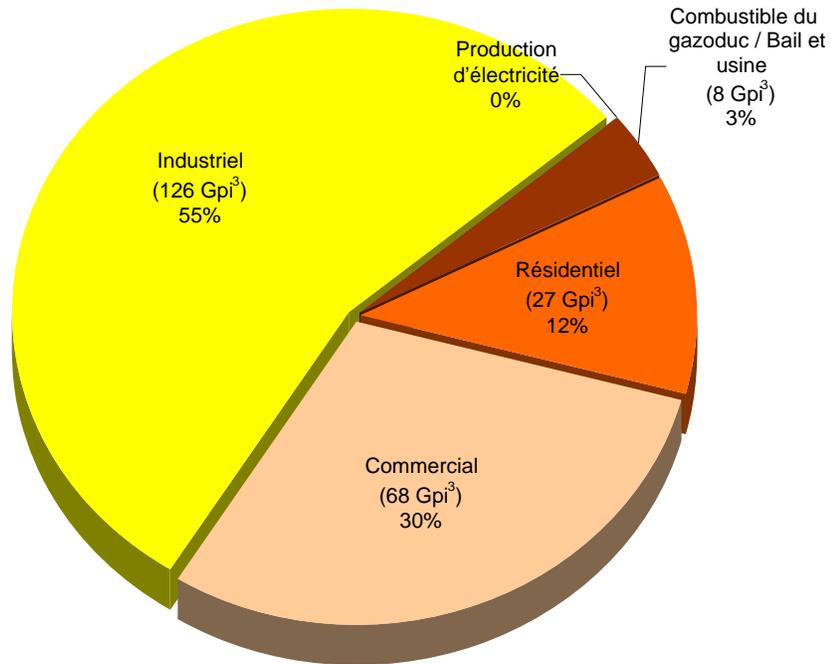
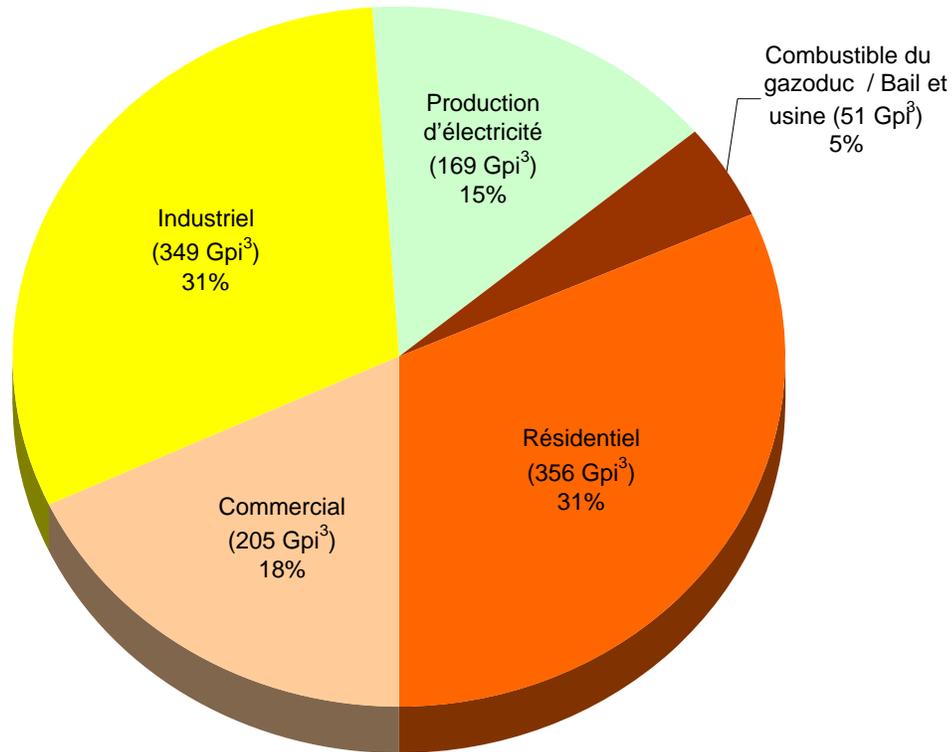


Figure 3 Consommation ontarienne de gaz naturel par secteur (2004)

Source: Energy and Environmental Analysis Inc. Historic Market Backcast



La consommation ontarienne et québécoise a augmenté de plus de 260 Gpi³ en 2004 relativement à 1995 (voir le Tableau 1). La consommation totale de gaz naturel des utilisateurs finaux, dans la région, a affiché une tendance à la hausse d'environ 2,5 % par an au cours des 10 dernières années. Cette hausse s'est étendue à tous les secteurs.

Comme dans le reste de l'Amérique du Nord, la demande industrielle, qui s'est accrue jusqu'en 2000, a connu des chutes subites en 2001 et en 2003, par suite d'importantes hausses du prix du gaz naturel. Les pointes de prix de 2000-2001 et 2002-2003 ont eu de nombreux effets négatifs sur le secteur industriel. Certaines installations ont fermé leurs portes ou ont provisoirement ralenti leurs activités. Les utilisateurs de gaz qui en avaient la capacité sont passés au distillat ou au mazout lourd.

Si on l'ajuste pour tenir compte des conditions météorologiques, la consommation commerciale de gaz s'est accrue d'environ 2,1 % par an. Ce taux de croissance assez marqué est attribuable à divers facteurs, y compris les prix relativement élevés du mazout et la croissance des installations de cogénération. Le secteur résidentiel a crû à rythme plus faible de 1,8 % par an pendant cette période.

L'Ontario et le Québec sont des marchés dont la pointe de consommation survient en hiver (voir la Figure 4). La consommation de gaz, en janvier 2004, était en moyenne de près de 7 Gpi³/j, bien au-delà de la capacité des gazoducs desservant la région. Celle-ci s'en remet largement aux retraits des sites d'entreposage, même pendant les journées normales de l'hiver. La consommation actuelle, au cours des chauds mois d'été, est d'environ 2 Gpi³/j, aussi le ratio de pointe hiver-été est supérieur à 3:1. Quelle que soit la croissance projetée de la production d'électricité alimentée au gaz en Ontario, les marchés ontarien et québécois devraient demeurer, dans l'avenir prévisible, des marchés à pointe hivernale.

2.1.2 Consommation de gaz projetée en Ontario et au Québec

Selon le scénario « GNL de Rabaska », EEA prévoit que la consommation gazière québécoise et ontarienne croîtra d'environ 1,1 % par an. Cette croissance est nettement inférieure à celle de la consommation gazière nord-américaine totale de 1,6 % prévue pour la même période (voir le Tableau 2). La croissance de la consommation de gaz au Québec et en Ontario est plus marquée pendant la première partie de la prévision, dépassant les 1,2 % par an de 2004 à 2015. Elle se poursuit jusque vers 2025, moment où la consommation dépasse tout juste les 1,7 billion de pieds cubes (Tpi³). Tous les secteurs du marché contribuent à la croissance de la consommation de gaz, mais la partie la plus importante de cette croissance se produit dans le secteur de la production d'électricité, qui passe d'environ 0,2 Tpi³ en 2004 à quelque 0,5 Tpi³ par an en 2025.

Tableau 1

Consommation historique de gaz naturel en Ontario et au Québec⁷ (Gpi³ par année)

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc. Historic Market Backcast

Québec					
	Résidentiel	Commercial	Industriel	Production d'électricité	Total de l'utilisation finale
1995	24	56	98	-	179
1996	26	59	105	-	189
1997	26	62	103	-	190
1998	22	57	97	-	176
1999	22	58	105	-	185
2000	25	64	112	-	202
2001	23	60	105	-	187
2002	24	62	117	-	203
2003	27	69	115	-	211
2004	27	68	126	-	221
Moyenne	25	61	108	-	194
FAMP/1	1.1%	2.2%	2.8%	N/A	2.4%
FAMP ajustée aux conditions climatiques/2	0.8%	2.3%	---	---	---

Ontario					
	Résidentiel	Commercial	Industriel	Production d'électricité	Total de l'utilisation finale
1995	298	183	284	95	861
1996	321	191	297	97	906
1997	319	176	325	97	917
1998	305	155	291	99	849
1999	315	171	322	104	913
2000	336	200	358	99	993
2001	308	180	315	118	922
2002	321	189	370	110	990
2003	364	213	324	150	1,050
2004	356	205	349	169	1,079
Moyenne	324	186	324	114	948
FAMP/1	2.0%	1.3%	2.3%	6.6%	2.5%
FAMP ajustée aux conditions climatiques/2	1.9%	2.0%	---	---	---

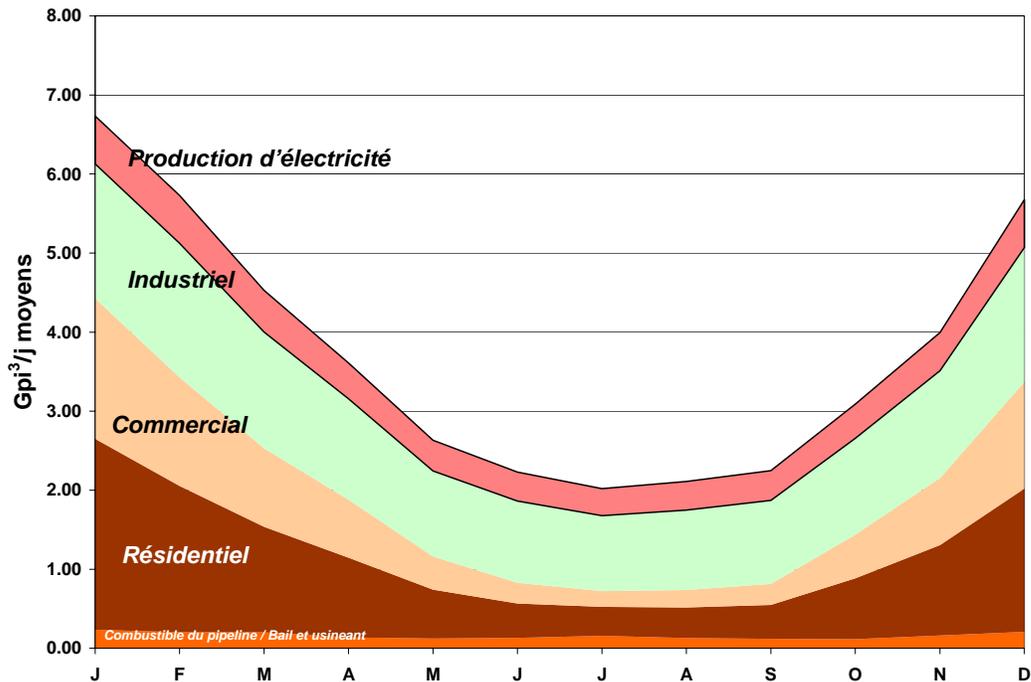
Total du Québec et de l'Ontario					
	Résidentiel	Commercial	Industriel	Production d'électricité	Total de l'utilisation finale
1995	323	240	383	95	1,040
1996	346	251	401	97	1,095
1997	345	238	428	97	1,108
1998	327	212	388	99	1,026
1999	338	229	427	104	1,098
2000	361	282	439	150	1,261
2004	383	274	475	169	1,300
Moyenne	349	248	432	114	1,142
FAMP/1	1.9%	1.5%	2.4%	6.6%	2.5%
FAMP ajustée aux conditions climatiques/2	1.8%	2.1%	---	---	---

1. Fluctuation annuelle moyennées pourcentages.
2. Fluctuation de la courbe de tendance ajustée en fonction de la différence avec des conditions climatiques normales.

⁷ Au moment de la production de la prévision, les valeurs historiques de 2004 n'étaient pas disponibles, aussi les valeurs de 2004 du présent rapport sont les valeurs prévues par EEA.

Figure 4 Consommation mensuelle de gaz en Ontario et au Québec en 2004

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc. Historic Market Backcast



On s'attend à ce que les secteurs résidentiel et commercial croissent lentement, à un taux combiné de 0,6 % par an, de 2004 à 2025. Ce rythme est inférieur aux taux de croissance nord-américains totaux dans ces secteurs. D'ici 2025, la consommation de gaz naturel dans les secteurs résidentiel et commercial passera à 745 Gpi³ comparé aux 656 Gpi³ de 2004. La croissance projetée dans ces secteurs est légèrement inférieure aux tendances historiques récentes et obéit aux hausses continues de la population qui génèrent une croissance soutenue de la construction de logements et d'espaces commerciaux. La croissance du parc de logements et de l'espace commercial dans la région accusera vraisemblablement du retard relativement à la moyenne nord-américaine car la région est déjà l'une des plus densément peuplée du continent et parce que la croissance de la population devrait se situer sous le niveau nord-américain moyen.

Tableau 2 Consommation de gaz naturel projetée par secteur (en Gpi³) Scénario « GNL de Rabaska »

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.

Québec						2004-2015		2004-2025	
Secteur	2004	2010	2015	2020	2025	Delta	Croissance annuelle	Delta	Croissance annuelle
Résidentiel	27	27	28	30	31	1	0.3%	4	0.7%
Commercial	68	71	78	85	90	10	1.3%	22	1.3%
Industriel	126	116	122	97	105	-3	-0.3%	-20	-0.8%
Production d'électricité	0	36	42	49	57	42	N/A	57	N/A
<u>Autres</u>	<u>8</u>	<u>6</u>	<u>7</u>	<u>6</u>	<u>5</u>	-1	-1.2%	-3	-2.2%
Consommation totale	229	256	277	267	287	48	1.7%	58	1.1%

Ontario						2004-2015		2004-2025	
Secteur	2004	2010	2015	2020	2025	Delta	Croissance annuelle	Delta	Croissance annuelle
Résidentiel	356	339	358	379	393	2	0.1%	37	0.5%
Commercial	205	195	209	223	231	4	0.2%	26	0.6%
Industriel	349	327	335	295	313	-14	-0.4%	-36	-0.5%
Production d'électricité	169	228	311	344	445	142	5.7%	276	4.7%
<u>Autres</u>	<u>51</u>	<u>49</u>	<u>51</u>	<u>47</u>	<u>43</u>	0	0.0%	-8	-0.8%
Consommation totale	1,130	1,137	1,264	1,288	1,425	134	1.0%	295	1.1%

Amérique du Nord *						2004-2015		2004-2025	
Secteur	2004	2010	2015	2020	2025	Delta	Croissance annuelle	Delta	Croissance annuelle
Résidentiel	5,519	5,963	6,261	6,609	6,772	742	1%	1,253	1.0%
Commercial	3,509	3,698	3,895	4,106	4,199	386	1%	690	0.9%
Industriel	8,532	8,373	8,595	8,760	9,278	63	0%	746	0.4%
Production d'électricité	4,953	8,085	10,954	12,073	12,319	6,001	7%	7,366	4.4%
<u>Autres</u>	<u>2,432</u>	<u>2,499</u>	<u>2,637</u>	<u>2,622</u>	<u>2,576</u>	205	1%	144	0.3%
Consommation totale	24,945	28,618	32,342	34,170	35,144	7,397	2%	10,199	1.6%

* Ne comprend pas le Mexique

Le scénario « GNL de Rabaska » montre que les diminutions récentes de la consommation de gaz dans le secteur industriel se poursuivront probablement jusqu'à ce que les prix du gaz se stabilisent, à compter de 2006-2007. Comme on l'a observé dans d'autres régions nord-américaines, les utilisations les moins efficaces et les utilisations marginalement économiques du gaz dans le secteur industriel ont déjà été sorties du marché pendant les périodes où les prix étaient relativement élevés, au cours des dernières années. Ainsi, le scénario de référence prévoit une faible hausse de l'utilisation industrielle du gaz entre 2007 et 2015, suivie d'une chute au moment où les prix à Henry Hub, à nouveau, dépasseront les 7,50 \$ CAN (5,73 \$ US)/MBtu.

À l'opposé de la lente croissance du gaz dans les autres secteurs, celui de la production d'électricité, principalement en Ontario et dans une moindre mesure au Québec, devrait augmenter assez rapidement au cours des vingt prochaines



années. Cela résulte directement de ce que l'on dépend de plus en plus de l'électricité produite à base de gaz naturel pour répondre à la hausse progressive de la consommation d'électricité et à la conversion des centrales existantes ontariennes fonctionnant au charbon. La consommation québécoise et ontarienne d'électricité devrait croître à un taux de 1,6 % par an dans l'avenir prévisible, ce qui correspond à son récent taux de croissance. Cette projection tient compte de la conversion de 2 240 MW de capacité de production d'électricité, du charbon au gaz naturel, d'ici la fin de 2008⁸.

Après 2015, la production d'électricité alimentée au gaz naturel devrait se trouver face à une concurrence plus vive des technologies du charbon épuré. À l'heure actuelle, la capacité de production d'électricité alimentée au charbon dans le nord-est des États-Unis s'élève à quelque 32 GW. Bien que la capacité supplémentaire au charbon ne soit pas sans attrait aux prix relatifs actuels du charbon et du gaz, l'obtention des permis et la construction nécessitent plusieurs années. Ainsi, EEA prévoit que les niveaux de capacité de production d'électricité au charbon demeureront stables jusqu'en 2011, après quoi cette capacité augmentera régulièrement, dans le nord-est des États-Unis, pour atteindre 50 GW d'ici 2025. L'utilisation de la capacité de production au charbon demeurera à environ 65 % i.e., la limite pratique pour la région eu égard aux fluctuations de la charge électrique et des contraintes de transport. À mesure que s'élèvera la production d'électricité au charbon, au même rythme que la production de charbon, la consommation de gaz dans le secteur de la production d'électricité pourra diminuer, même si les ventes d'électricité augmentent.

2.2 Examen des infrastructures d'entreposage et de transport par gazoduc du Québec et de l'Ontario

2.2.1 Gazoducs en provenance et en direction du Québec et de l'Ontario

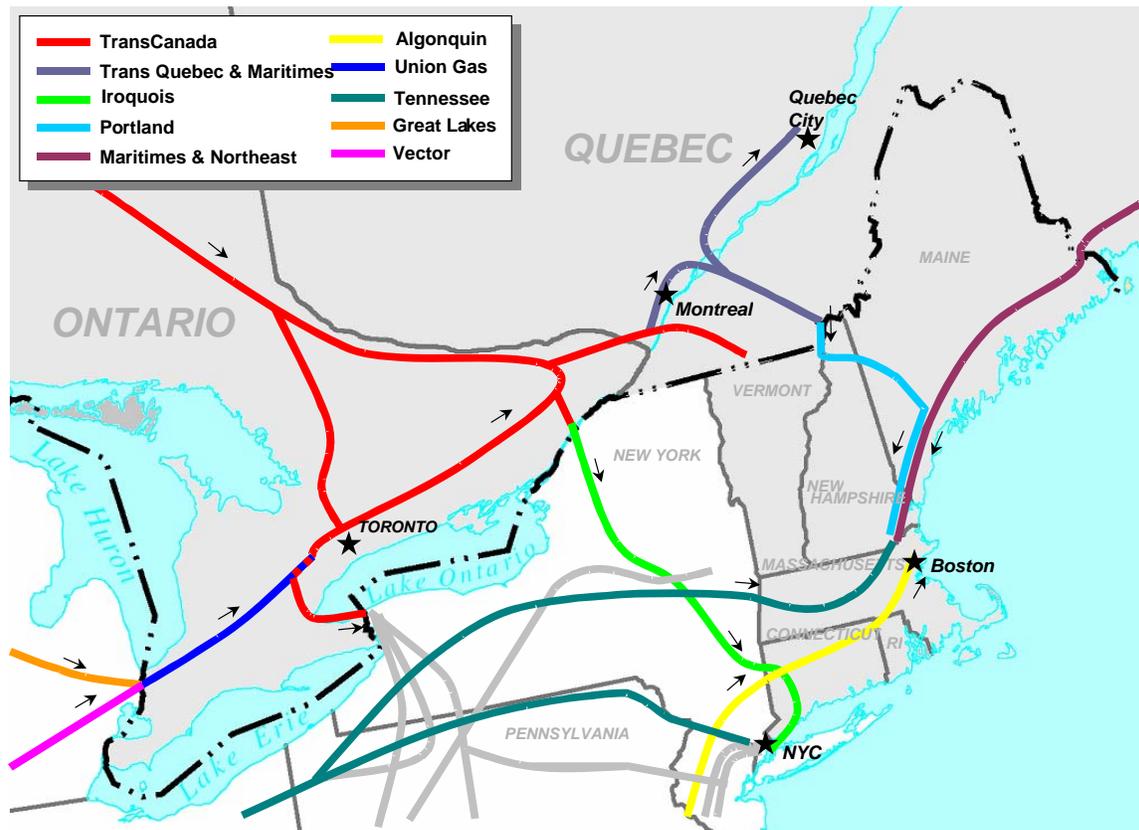
À l'heure actuelle, il n'y a que deux grands trajets de gazoducs vers l'Ontario et le Québec, et trois grands points de transfert vers les gazoducs américains (voir la Figure 5). Le secteur Ontario-Québec dépend depuis toujours du gaz en provenance de l'ouest canadien via le réseau de TransCanada. Au cours des dernières années, le gaz naturel venu du BSOC via Alliance et Vector, tout comme le gaz naturel du golfe du Mexique livré via Dawn, sont devenus des options viables.

TransCanada transporte également du gaz naturel aux points d'exportation du Québec et de l'Ontario. Son réseau livre du gaz naturel à Niagara, à Iroquois Gas Transmission (à Iroquois) et au Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS), près de East Hereford. Les principaux gazoducs en provenance et en direction de la région sont décrits brièvement ci-dessous.

⁸ Depuis qu'EEA a terminé les prévisions utilisées dans la présente analyse, l'Ontario a octroyé une capacité supplémentaire de production d'électricité alimentée au gaz naturel et le Québec a annulé ses projets d'ajout de capacité de cette nature. La centrale de production électrique de Bécancour entrera en service en 2006.

Figure 5 Principaux gazoducs de l'Ontario, du Québec et du nord-est des États-Unis

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.



- À l'heure actuelle, la majeure partie du gaz naturel livré dans les marchés et aux points d'exportation ontarien et québécois vers les marchés américains provient du BSOC. Ce gaz naturel est surtout transporté par le gazoduc principal de TransCanada et au moyen de la capacité qu'elle détient sur Great Lakes Gas Transmission (Great Lakes), Union Gas Limited (Union) et Gazoduc TransQuébec et Maritimes (TQM). Les approvisionnements en gaz naturel du BSOC transitent aussi sur le trajet Vector/Alliance vers Dawn, où ils répondent à la demande du territoire desservi par Union ou sont transportés, par Union ou par TransCanada (par le biais de sa capacité sur Union) de Dawn aux marchés intérieurs du Québec et de l'Ontario et aux points d'exportation adjacents desservant les marchés du nord-est américain.
- Le marché du Québec est exclusivement desservi par le gazoduc de TransCanada et de la capacité que détient TransCanada sur TQM. Le

réseau TQM est interconnecté à celui de TransCanada à l'ouest de Montréal et transporte le gaz naturel à Montréal, à Québec et à la jonction du réseau de PNGTS. Les livraisons de pointe, en 2004, sur TQM étaient d'environ 760 Mpc/j.

- TransCanada est reliée au gazoduc Iroquois à la frontière canado-américaine, près de Waddington (New York). Le gazoduc Iroquois transporte du gaz naturel à Long Island depuis la frontière canado-américaine, en traversant l'État de New York. La production de l'ouest canadien représente actuellement la majeure partie du gaz qui circule dans le gazoduc Iroquois. Le tracé file au sud sur une grande distance avant de passer en Nouvelle-Angleterre. De là, il va plein sud jusqu'à New York, livrant du gaz au Connecticut et à New York. 1,2 Gpi³/j de la capacité de ce gazoduc est sous contrat auprès de consommateurs de la Nouvelle-Angleterre et dans l'état de New York, dont 1 Gpi³/j est destiné à des consommateurs de New York, de Long Island et du sud du Connecticut.
- PNGTS offre environ 240 Mpc/j de capacité à la Nouvelle-Angleterre à partir du Québec. Le gaz de PNGTS circule depuis la jonction TQM-PNGTS à la frontière canado-américaine. PNGTS s'interconnecte avec le gazoduc Maritimes & Northeast au nord de Boston. Il dessert plusieurs centrales thermiques au gaz au New Hampshire et dans le Maine et constitue une option supplémentaire de transport pour la région de Boston. À l'heure actuelle, la capacité de PNGTS est pleinement contractée, mais le gazoduc ne fonctionne normalement à plein régime que pendant les jours les plus froids de l'hiver.
- Union Gas fournit environ 5,5 Gpi³/j de capacité de transport depuis Dawn (Ontario). Son réseau répond à la demande dans le territoire de la franchise de Union Gas et effectue des livraisons au réseau de distribution de Enbridge Gas Distribution et à la jonction avec TransCanada à Parkway et Kirkwall. Le réseau de Union donne aussi accès au marché de Dawn et à presque toute la capacité ontarienne d'entreposage.
- Le corridor Alliance/Vector offre une alternative de transport du gaz provenant du BSOC vers Dawn en Ontario en passant par Chicago. Le gazoduc Alliance fournit 1,6 Gpi³/j de capacité jusqu'à Chicago, tandis que le gazoduc Vector fournit 1,0 Gpi³/j de capacité de Chicago jusqu'à Dawn. Ce corridor représente une alternative concurrentielle au réseau de TransCanada pour le transport du gaz naturel du BSOC vers les marchés des États-Unis et du centre et de l'est du Canada.

2.2.2 Entreposage desservant l'Ontario et le Québec

La plupart des sites d'entreposage desservant les marchés de l'Ontario et du Québec se trouvent dans le sud-ouest de l'Ontario, près de Dawn. La région a une

capacité de stockage souterrain de 241 Gpi³ de gaz utile en Ontario et de 4,6 Gpi³ au Québec. Ces sites, de concert avec l'entreposage du Michigan et du nord-est des États-Unis, servent à équilibrer les écarts quotidiens de la demande de gaz naturel dans une vaste zone géographique.

La capacité d'entreposage de l'Ontario et du nord-est des États-Unis est particulièrement précieuse en raison de la demande gazière très saisonnière de la région et de la distance relativement importante qui la sépare des principales régions d'approvisionnement. La demande hivernale québécoise et ontarienne devrait représenter presque le triple de la demande estivale moyenne dans l'avenir prévisible. EEA estime que la consommation de gaz de janvier, en Ontario et au Québec, est actuellement de 6,4 Gpi³/j, en moyenne, dans des conditions météorologiques normales, et devrait atteindre 7,1 Gpi³/j d'ici 2025. Si cette disponibilité d'entreposage n'existait pas, la capacité de transport vers la région serait loin de pouvoir satisfaire à la consommation hivernale. L'entreposage est également nécessaire à la gestion des fluctuations quotidiennes et horaires.

La capacité d'entreposage dans la région devrait devenir plus précieuse à l'avenir, à mesure qu'augmenteront les besoins saisonniers et que la croissance de la demande de gaz pour la production d'électricité, en Ontario, fera monter les besoins quotidiens d'équilibrage.

Le scénario « GNL de Rabaska » prend pour hypothèse un ajout de 164 Gpi³ de capacité d'entreposage en Ontario et au Michigan d'ici 2025. Une bonne part de cette expansion desservira les marchés américains, mais une part substantielle de cette croissance de la capacité d'entreposage sera nécessaire pour répondre aux besoins des consommateurs ontariens et québécois.

2.2.3 Points d'établissement des prix du gaz naturel desservant les marchés ontarien et québécois

La majeure partie des transactions de gaz naturel en Ontario et au Québec se font à un nombre relativement petit de points, souvent appelés grands centres de marché. Les marchés québécois et ontarien utilisent principalement les points suivants comme signal des prix et des approvisionnements :

- AECO;
- Chicago;
- Dawn;
- Henry Hub.

En ce qui a trait aux contrats d'approvisionnements à court terme, il n'y a que trois principaux points de marché dotés de prix publiés pour l'Ontario et le Québec :

- Dawn;
- Iroquois;
- Niagara.

Parmi ces trois points, Dawn s'est signalé en tant qu'important point d'établissement des prix des achats fermes par suite des hausses de l'approvisionnement gazier de Dawn via Vector et de la migration du transport ferme longue distance sur TransCanada au transport ferme courte distance en partance de Dawn. Iroquois et Niagara constituent des points frontaliers où le gaz naturel est principalement exporté vers le marché américain. Niagara est un point de référence des achats à court terme dans la zone de livraison du Centre de TransCanada et Iroquois, dans la zone de livraison de l'Est de TransCanada (est de l'Ontario et Québec). Les grands centres de marché de cette région apparaissent à la Figure 6⁹ :

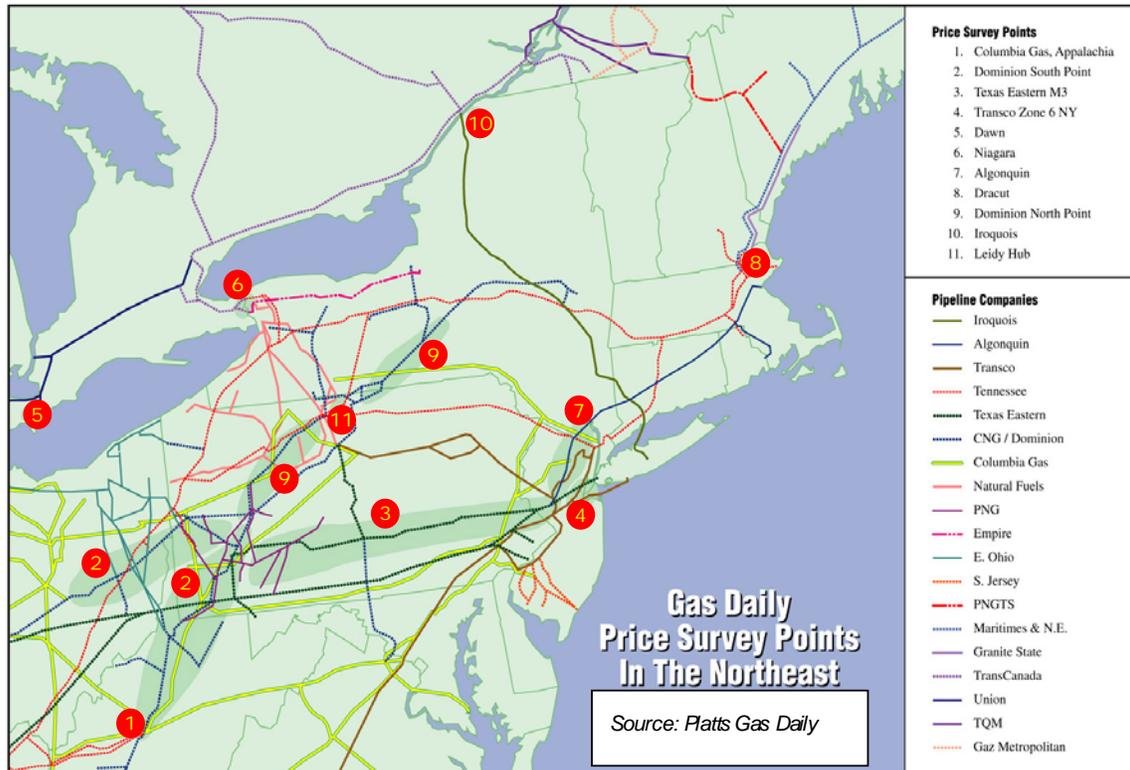
- *AECO* – la majeure partie du gaz naturel transitant actuellement vers et par l'Ontario et le Québec est produit dans le BSOC et transporté vers l'est sur le réseau de TransCanada. AECO constitue le carrefour de marché le plus important d'approvisionnement du BSOC et pratiquement tout le gaz naturel qui transite vers l'est sur TransCanada passe par AECO. Il s'agit d'un marché très liquide et les transactions à AECO ont beaucoup d'influence sur le prix de l'essentiel de la production du BSOC;
- *Henry Hub* – situé en Louisiane est généralement considéré comme étant le carrefour de marché repère de l'Amérique du Nord. Le marché des contrats à terme de gaz naturel du New York Mercantile Exchange (NYMEX) est établi à Henry Hub. Bien que très peu du gaz naturel utilisé en Ontario et au Québec passe par Henry Hub, les prix des autres carrefours de marché sont fortement influencés par le marché à Henry Hub et les prix des marchés de Dawn et de Chicago suivent ordinairement les prix de ce marché de plus près que ceux d'AECO;
- *Dawn (Ontario) et Chicago (Illinois)* – une bonne part du gaz naturel qui circule en Ontario et au Québec depuis l'ouest repose sur des transactions conclues dans les centres de marché de Dawn et de Chicago. Tous deux sont de grands carrefours de marché offrant un degré élevé de liquidité;

Dawn est une grande zone d'entreposage et un point d'interconnexion de gazoducs où arrive du gaz naturel du BSOC par trois parcours possibles : le gazoduc principal de TransCanada, les gazoducs TransCanada et Great Lakes et les gazoducs Alliance et Vector;

Chicago fournit une interconnexion avec le gaz naturel provenant de l'ouest du Canada transporté par le gazoduc Alliance et avec le gaz naturel américain circulant vers le nord, en provenance des régions productrices américaines du centre du continent et sur la côte du golfe du Mexique;

⁹ Cette carte ne montre pas Henry Hub, Chicago et AECO, qui sont soit au sud, soit à l'ouest de la région que couvre la carte.

Figure 6
Points d'établissement des prix du gaz naturel en Ontario, au Québec et dans le nord-est des États-Unis



- *Niagara* – le centre de marché de Niagara se trouve à un point frontalier entre l'Ontario et le nord-est des États-Unis. Il est juste au nord de Niagara Falls (New York), entre le lac Érié et le lac Ontario. Le gazoduc Niagara, qu'exploite Tennessee Gas Pipeline, est une copropriété de Tennessee Gas Pipeline, National Fuel Gas, Dominion Gas Transmission et Texas Eastern Transmission qui, toutes, ont des interconnexions à Niagara ou à Buffalo (New York) ou à proximité. Plus loin au sud, on trouve des interconnexions avec Empire à Chippawa;

la capacité totale de Niagara s'élève à quelque 900 Mpc/j¹⁰ et la majeure partie est utilisée par des expéditeurs de l'État de New York et de la Nouvelle-Angleterre pour importer du gaz naturel canadien transitant par le réseau de TransCanada vers les États-Unis. À l'occasion, la ligne de détournement de Niagara est utilisée à rebours (backhaul) pour ramener du gaz naturel au Canada.

¹⁰ Sans compter la capacité qui traverse la frontière à Chippawa.

- *Iroquois* – ce point d'établissement des prix reflète le prix payé pour des livraisons au réseau de transport gazier Iroquois à la frontière canado-américaine au point d'interconnexion avec TransCanada.

2.3 Approvisionnements ontarien et québécois en gaz naturel

À l'heure actuelle, environ 2 Tpi³ de gaz naturel sont livrés au Québec et en Ontario annuellement. Un peu moins d'un tiers de cet approvisionnement est exporté aux États-Unis. L'Ontario et le Québec ont des ressources locales de gaz naturel très limitées; elles ont toujours été tributaires des approvisionnements gaziers d'une seule grande zone productrice, le BSOC. En 2004, environ 60 % de l'approvisionnement total entrant dans la zone de marché Québec-Ontario étaient transportés de l'ouest du Canada par le gazoduc principal de TransCanada. Les 40 % restants étaient surtout constitués de production du BSOC transportée via les États-Unis par Alliance/Vector et au moyen de la capacité détenue par TransCanada sur Great Lakes Gas Transmission. Les volumes étaient livrés en Ontario, près de Dawn. Les approvisionnements restants pouvaient provenir de diverses régions productrices, incluant le golfe du Mexique et les régions du centre du continent et des Rocheuses. La ressource gazière et la capacité de production du BSOC sont abordées plus en profondeur au prochain chapitre. Le Tableau 3 montre le profil historique de l'offre, de la demande et des exportations de gaz naturel pour le marché Québec-Ontario.

Tableau 3 Historique de l'approvisionnement gazier de l'Ontario et du Québec (Gpi³ par an)

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc. Historic Market Backcast

	<u>1995</u>	<u>1996</u>	<u>1997</u>	<u>1998</u>	<u>1999</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>	<u>2004</u>
Offre										
Production	16	11	10	10	10	10	10	10	10	10
Importations de GNL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TransCanada	1,397	1,449	1,479	1,535	1,530	1,533	1,283	1,251	1,231	1,168
Dawn	<u>441</u>	<u>533</u>	<u>478</u>	<u>378</u>	<u>458</u>	<u>511</u>	<u>691</u>	<u>666</u>	<u>835</u>	<u>775</u>
Offre totale	1,854	1,992	1,967	1,924	1,998	2,055	1,984	1,927	2,075	1,953
Demande										
Consommation	1,101	1,158	1,169	1,086	1,161	1,262	1,167	1,249	1,319	1,359
Exportations vers les États-Unis	<u>793</u>	<u>786</u>	<u>777</u>	<u>769</u>	<u>811</u>	<u>845</u>	<u>691</u>	<u>748</u>	<u>688</u>	<u>594</u>
Total de la consommation et des exportations	1,894	1,944	1,946	1,855	1,972	2,107	1,858	1,996	2,007	1,953
Équilibrage et entreposage	(41)	48	22	69	27	(52)	126	(69)	68	0

EEA prévoit que les approvisionnements dont auront besoin le Québec et l'Ontario pour répondre à la demande atteindront 1,7 Tpi³ en 2025 (voir le Tableau 4). Le terminal de Rabaska fournira environ 183 Gpi³ par année d'approvisionnement, ou 13 % des besoins totaux en 2010, et 11 % des besoins totaux en 2025. Au contraire du GNL, les autres approvisionnements qui arrivent actuellement en Ontario et au Québec sont susceptibles de décroître dans un avenir prévisible. Les flux annuels en provenance de l'ouest du Canada transitant par TransCanada devraient passer de quelque 1,168 Gpi³ en 2004 (Tableau 3) à environ 953 Gpi³ en 2025 (Tableau 4).

Tableau 4 Approvisionnement projeté de gaz naturel pour l'Ontario et le Québec (Gpi³ par an)

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.

	<u>2005</u>	<u>2010</u>	<u>2015</u>	<u>2020</u>	<u>2025</u>
Offre					
Production	10	9	9	9	8
Importations de GNL	-	183	183	183	183
TransCanada	1,119	1,028	1,119	1,049	953
Dawn	<u>802</u>	<u>881</u>	<u>941</u>	<u>900</u>	<u>934</u>
Offre totale	1,931	2,101	2,251	2,141	2,078
Demande					
Consommation	1,349	1,393	1,541	1,555	1,712
Exportations vers les États-Unis	<u>584</u>	<u>694</u>	<u>683</u>	<u>584</u>	<u>369</u>
Total de la consommation et des exportations	1,933	2,087	2,224	2,139	2,081
Équilibrage et entreposage	(1)	14	27	2	(3)

Y compris les 500 Mpc/j de GNL de Rabaska



Les principaux facteurs à la base de cette tendance sont le déclin de la production de gaz naturel du BSOC et la hausse de la demande industrielle albertaine. Il est inévitable que davantage de gaz de l'ouest canadien demeurera dans cette région car la ressource gazière du BSOC s'épuise alors même que les consommateurs de gaz de la région augmentent leur utilisation. Cette question est abordée plus en profondeur au chapitre 4.

2.4 Historique des prix du gaz naturel en Ontario et au Québec

Au cours des deux dernières années, les prix du gaz naturel dans les centres de marché desservant l'Ontario et le Québec ont maintenu une moyenne dépassant les 6 \$ US/MBtu. Comme cela a été le cas dans l'ensemble de l'Amérique du Nord, les prix ont augmenté au delà du niveau des 2 \$ US à 3 \$ US/MBtu des années 1990 et la volatilité des prix s'est accrue.

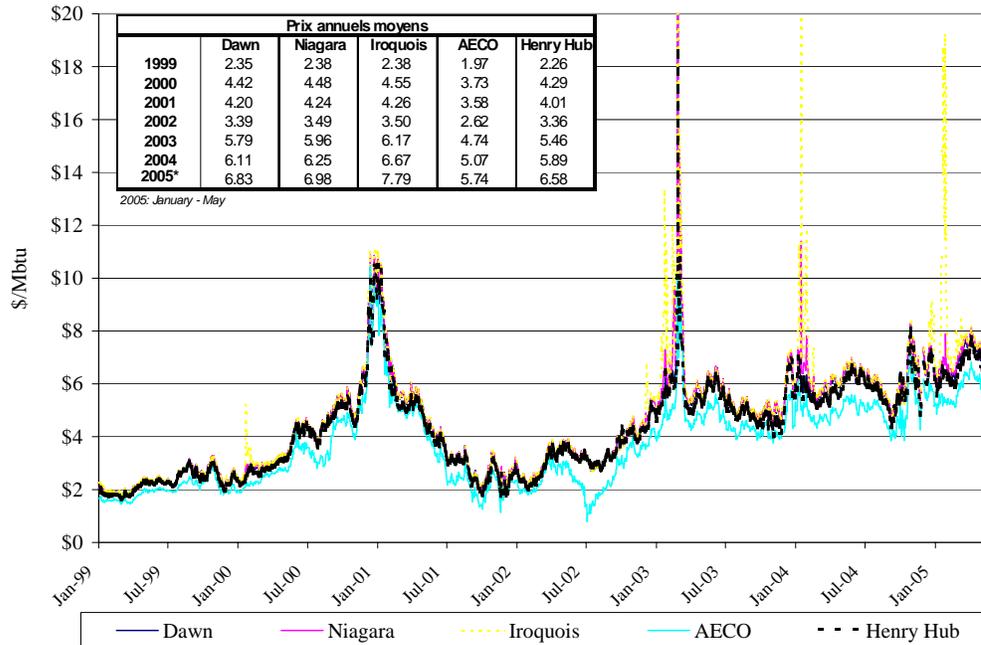
Dans la région, les consommateurs du Québec ont, plus souvent qu'autrement, payé une prime substantielle pour leur gaz naturel, les prix au point frontalier d'Iroquois se maintenant en moyenne à quelque 0,60 \$ US/MBtu au-dessus des prix de Dawn pendant les deux années et demie qui viennent de s'écouler (voir la Figure 7).

Les consommateurs québécois et ceux de l'est de l'Ontario ont aussi versé une prime saisonnière plus marquée pour leur approvisionnement ponctuel en gaz naturel que les consommateurs des autres marchés régionaux. Ceci est dû au fait qu'ils sont situés au bout du réseau dans un marché où la capacité de transport est restreinte. Au cours des cinq dernières années, la différence saisonnière moyenne des prix¹¹ à AECO, Chicago et Dawn a été en moyenne de quelque 0,90 \$ US/MBtu, tandis que la différence saisonnière de prix était en moyenne de 1,02 \$ US à Niagara et de 1,43 \$ US à Iroquois.

¹¹ Prix hivernaux (de novembre à mars) moyens moins les prix estivaux (d'avril à octobre) moyens.

Figure 7
Prix quotidiens et annuels moyens du gaz naturel en Ontario
et au Québec (en \$ US/MBtu)

Source: Platt's Gas Daily



3

VUE D'ENSEMBLE DES MARCHÉS GAZIERS NORD-AMÉRICAINS

3.1 Vue d'ensemble du marché gazier nord-américain

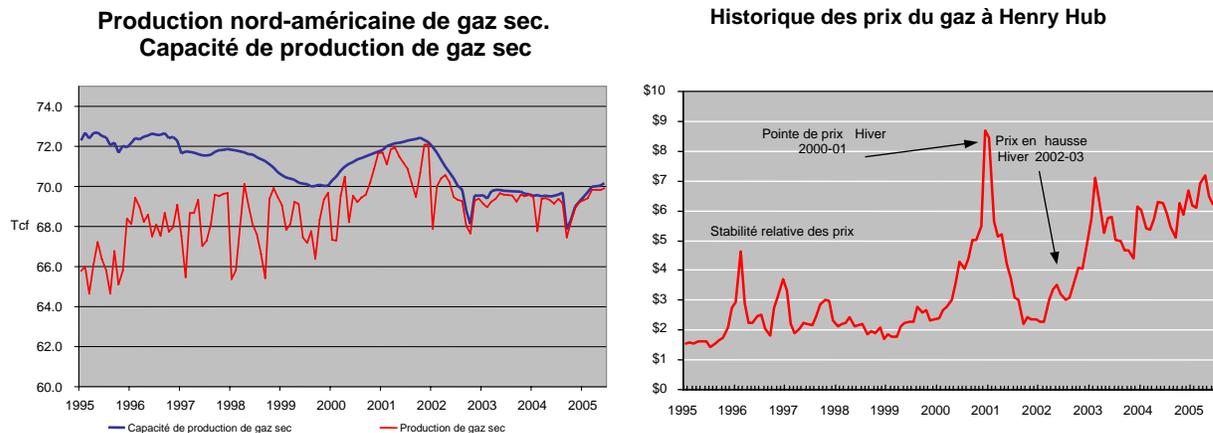
Les marchés gaziers ontarien et québécois sont hautement intégrés à l'ensemble du marché gazier nord-américain. Pratiquement tout le gaz naturel qui approvisionne ces provinces provient d'ailleurs et traverse les grands centres de marché, y compris AECO, Chicago et Dawn avant d'atteindre les consommateurs ultimes. L'Ontario et le Québec sont également liés aux marchés situés en aval dans le nord-est des États-Unis par le biais des gazoducs d'exportation vers Niagara, Iroquois et PNGTS. En conséquence, les prix et la disponibilité du gaz naturel dans ces deux provinces sont clairement déterminés par le grand marché nord-américain du gaz naturel.

Ce marché a subi un changement fondamental au cours des dernières années. Pendant les années 1990, les prix du gaz naturel sont demeurés assez constants, se situant entre 2 \$ US et 3 \$ US/MBtu. Toutefois, depuis 2000, les prix du gaz naturel se sont maintenus en moyenne, à plusieurs endroits en Amérique du Nord, à près de 5 \$ US/MBtu et ont fait montre de beaucoup de volatilité. Cet environnement se caractérise par un équilibre assez serré entre l'offre et la demande de gaz, ce qui mène à des prix relativement élevés et volatiles. EEA s'attend à ce que cette situation se maintienne encore longtemps.

La production gazière et la capacité de production de l'Amérique du Nord ont convergé ces dernières années (voir la Figure 8) et il en a résulté l'éclatement de la bulle de gaz, grâce à laquelle les prix étaient restés relativement bas et constants pendant toute la décennie 1990. Après 2000, les producteurs gaziers nord-américains se sont mis à produire à pleine capacité ou presque. Dans ce contexte, il existe peu de potentiel de production gazière inutilisé et peu de concurrence gaz-gaz entre producteurs disposés à réduire leurs prix vers le coût variable pour écouler leurs excédents. Il en résulte des prix nettement plus élevés. Aussi, l'absence de capacité de production excédentaire a contribué aux niveaux de volatilité des prix observés dernièrement. Le marché dispose d'un approvisionnement moins souple pour satisfaire à la demande de gaz pendant les grands froids et les grandes chaleurs.

Figure 8 Tendances historiques récentes de la capacité de production, de la production et des prix du gaz (en \$ US/MBtu)

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.



Les tendances divergentes de l'offre et de la demande de gaz ont produit un équilibre serré entre l'offre et la demande, une augmentation des prix du gaz et une hausse de la volatilité des prix.

3.1.1 Équilibre projeté du gaz naturel en Amérique du Nord

EEA prévoit la poursuite de la croissance à long terme de la demande de gaz naturel et le maintien de la pression exercée sur les prix du gaz naturel dans toute l'Amérique du Nord. Selon ses estimations, la consommation annuelle de gaz aux États-Unis et au Canada, passera de 25 Tpi³ en 2004 à 35 Tpi³ d'ici 2025, entraînée par la consommation de gaz du secteur de la production d'électricité, qui fera plus que doubler son niveau actuel. Par surcroît, EEA s'attend à ce que les prix du gaz naturel à Henry Hub maintiennent une moyenne de presque 7,69 \$ CAN (6 \$ US)/MBtu entre 2005 et 2025.

La hausse de la demande sera satisfaite par une combinaison de sources d'approvisionnement nouvelles et conventionnelles, y compris la croissance des approvisionnements en provenance des régions pionnières, notamment de l'Alaska, l'Arctique canadien, de la côte est du Canada, des eaux profondes du golfe du Mexique et des Rocheuses américaines. L'équilibre gazier nord-américain projeté (États-Unis et Canada) apparaît au Tableau 5.

Tableau 5 Équilibre gazier nord-américain projeté (Bcf)

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.

	2004	2010	2015	2020	2025
Consommation totale	24,944	28,616	32,339	34,167	35,141
+ Entreposage et injection de GNL	2,641	2,651	2,844	3,040	2,950
+ Exportations au Mexique	351	389	363	364	368
Demande totale	27,937	31,656	35,546	37,571	38,459
Production					
Bassins traditionnels	20,522	19,431	18,478	17,405	16,571
Bassins pionniers ¹	4,570	6,313	8,680	9,357	9,954
Production totale	25,092	25,744	27,158	26,762	26,525
+ Combustibles d'appoint et rejets d'éthane	80	79	79	81	79
+ Entreposage	2,521	2,762	2,652	2,980	2,953
+ Importations nettes de GNL	575	3,193	5,866	7,833	8,951
+ Importations du Mexique	0	165	190	191	196
Offre totale	28,268	31,942	35,945	37,847	38,704
Outils d'équilibrage	332	286	399	276	245

1/ Les bassins des régions pionnières comprennent le delta du Mackenzie, l'Alaska, les gisements au large de la côte est du Canada, les eaux profondes du golfe du Mexique et les Rocheuses.

3.1.2 Sensibilité de l'équilibre gazier nord-américain projeté relativement à la disponibilité des réserves pionnières

L'équilibre gazier nord-américain dépend de la disponibilité des importations de GNL ainsi que des bassins des régions pionnières. Si les projets visant à accéder à ces sources d'approvisionnement ne vont pas de l'avant, les prix du gaz seront plus élevés et plusieurs projets demandant du gaz naturel incluant le remplacement de la génération électrique alimentée au charbon risquent de ne pas voir le jour. La hausse des coûts éliminera l'avantage économique et annulera les bienfaits environnementaux du gaz naturel dans une variété d'utilisation particulièrement dans les secteurs industriel et de la génération d'électricité.

3.2 Perspectives de la demande de gaz naturel

EEA prévoit une croissance continue de la demande gazière nord-américaine totale, qui devrait passer de 25 Tpi³ en 2004 à 35 Tpi³ d'ici 2025. La croissance de la demande nord-américaine par secteur apparaît au Tableau 6.

3.2.1 Secteurs résidentiel et commercial

La consommation gazière nord-américaine dans les secteurs résidentiel et commercial s'établissait en 2004 à 5,5 Tpi³ et à 3,5 Tpi³ respectivement, pour un total de 9 Tpi³, ou 36 % de la consommation nord-américaine de gaz naturel. D'ici 2025, ces secteurs connaîtront une croissance supplémentaire de 2 Tpi³ à des taux annuels respectifs de 1 % et de 0,9 %.

Tableau 6 Consommation projetée de gaz naturel selon le scénario « GNL de Rabaska »

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.

Secteur	Total des États-Unis et du Canada					2004-2015		2004-2025	
	2004	2010	2015	2020	2025	Delta	Croissance annuelle	Delta	Croissance annuelle
Résidentiel	5,519	5,963	6,261	6,609	6,772	742	1%	1,253	1.0%
Commercial	3,509	3,698	3,895	4,106	4,199	386	1%	690	0.9%
Industriel	8,532	8,373	8,595	8,760	9,278	63	0%	746	0.4%
Production d'électricité	4,953	8,085	10,954	12,073	12,319	6,001	7%	7,366	4.4%
<u>Autres</u>	<u>2,432</u>	<u>2,499</u>	<u>2,637</u>	<u>2,622</u>	<u>2,576</u>	205	1%	144	0.3%
Consommation totale	24,945	28,618	32,342	34,170	35,144	7,397	2%	10,199	1.6%

Ce sont en grande partie la croissance de la population et la construction de logements et d'immeubles qui déterminent la croissance à long terme de la consommation de gaz naturel des secteurs résidentiel et commercial. Les autres facteurs contributifs comprennent les économies d'énergie, l'efficacité énergétique et les progrès technologiques. Ces facteurs dépendent surtout des prix actuels et prévus du gaz naturel. La consommation est davantage élastique à long terme parce que l'acquisition d'équipement plus efficient est guidée par les tendances de prix à long terme.

Le gaz naturel devrait demeurer le combustible de choix des applications conventionnelles de chauffage des espaces et de l'eau dans la plus grande partie de l'Amérique du Nord. Au cours des dernières années, le gaz naturel a accaparé plus de 60 % du marché du chauffage des nouvelles maisons unifamiliales et continuera de dominer ce marché. Le parc de logements et le nombre de foyers chauffés au gaz devraient continuer de croître à un taux approximatif de 1,3 % par an.

3.2.2 Secteur industriel

L'industrie nord-américaine est la plus importante consommatrice de gaz naturel de nos jours, affichant une consommation annuelle de 8,5 Tpi³. EEA croit qu'il ne se produira qu'une croissance modeste du secteur industriel, qui passera à 9,3 Gpi³/an d'ici 2025, soit une hausse de 0,4 % par an comparativement au niveau actuel.

Presque la moitié de la croissance totale de la demande gazière industrielle nord-américaine provient de l'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta.

Les pointes de prix du gaz naturel survenues en 2001-2002 et 2002-2003 ont eu des effets négatifs multiples sur le secteur industriel. Certaines installations ont fermé leur portes ou provisoirement ralenti leurs activités. Les producteurs d'ammoniac ont fermé boutique car ils étaient incapables de faire concurrence aux importations. Les fonderies qui fonctionnaient à faible marge ont aussi fermé leurs portes. Les utilisateurs de gaz qui en avaient la possibilité sont passés au mazout lourd ou au distillat. Certaines aciéries intégrées ont alimenté leurs hauts fourneaux au mazout lourd, tandis que d'autres ont fermé. Les raffineries ont opté pour la consommation de gaz propane en remplacement du gaz naturel, ce qui a causé des pénuries de propane dans le secteur résidentiel. Des alumineries ont fermé en réaction aux prix élevés du gaz et à la hausse des prix de l'électricité résultant des prix élevés du gaz. Plusieurs usines détenant des contrats d'approvisionnement en gaz naturel à faible prix ont vendu leur gaz au lieu de l'employer à la fabrication de leurs propres produits.

Les prix se situant aux environs des 6 \$ US/MBtu à Henry Hub, une bonne part de la demande industrielle d'énergie capable de passer aisément à une source autre que le gaz naturel l'a déjà fait. Si le niveau relativement élevé des prix du gaz persiste pendant encore plusieurs années, comme EEA le prévoit selon le scénario « GNL de Rabaska », les industries n'auront d'autre choix que de moderniser et d'améliorer leurs opérations (c.-à-d. changer de combustible, mettre l'accent sur les initiatives de gestion de l'énergie et installer des équipements plus efficaces).

3.2.3 Secteur de la production d'électricité

La production d'électricité affiche la croissance la plus rapide en matière de consommation de gaz naturel en Amérique du Nord. En 2004, la production alimentée au gaz naturel affichait une consommation de 4,95 Tpi³. EEA prévoit que cette consommation croîtra à un rythme de 4,4 % par an jusqu'en 2025. Plus de 70 % de la demande supplémentaire de gaz naturel, de 2004 à 2025, viendra du secteur de la production d'électricité.

La montée récente et continue de la consommation de gaz naturel dans le secteur de l'électricité est due à une hausse substantielle de la capacité de production alimentée au gaz. Entre 1998 et 2004, plus de 200 gigawatts (GW) de nouvelle capacité a été instaurée au Canada et aux États-Unis. Quelque 10 % des nouvelles centrales ont l'option de passer au pétrole pendant un nombre limité d'heures par an, mais la plupart fonctionnent exclusivement au gaz naturel.

Plusieurs des centrales à cycle combiné conçues pour fonctionner à des facteurs de charge supérieurs à 50 % sont actuellement exploitées parcimonieusement (10 à 20 %). Au fil de l'augmentation de la demande d'électricité, ces centrales seront en service plus souvent, ce qui produira une hausse continue de la demande de gaz naturel pour la production d'électricité, même pendant les périodes où aucune nouvelle capacité de production électrique au gaz ne s'ajoutera.

On s'attend à ce que le rythme de la construction baisse substantiellement en raison de la capacité de production excédentaire présente dans diverses régions et des hausses récentes et prévues des prix du gaz naturel. Plus de 175 GW de capacité de production électrique au gaz devraient s'ajouter au parc existant d'ici 2025. Le délai d'exécution nécessaire à la construction de nouvelles centrales alimentées au charbon ou de toute capacité nucléaire élimine, dans les faits, ces deux options du marché pendant la majeure partie des années à venir. Après 2010, toutefois, la nouvelle capacité de production d'électricité devrait se tourner vers le charbon. Les auteurs du présent rapport prévoient la construction d'environ 135 GW de nouvelle capacité de production alimentée au charbon en Amérique du Nord d'ici 2025¹².

3.2.4 Réaction des consommateurs aux changements de prix

La réaction des consommateurs aux changements de prix varie selon le type de consommateur et selon l'application. À court terme, les acheteurs résidentiels et commerciaux traditionnels de gaz font généralement montre de très peu d'élasticité par rapport au prix. Ces clients ajustent surtout leur demande en réponse à des facteurs externes comme les conditions météorologiques et l'activité économique¹³. Ainsi, ils influent peu sur l'ajustement à court terme de la demande et les changements des prix du gaz que subissent ces clients produisent principalement un transfert de richesse du consommateur au fournisseur¹⁴.

Les grands clients industriels et de production d'électricité disposant d'une capacité bicompatible¹⁵ peuvent réagir aux changements de prix, et ils le font, en changeant de combustible selon la relation entre le prix du gaz et le prix du combustible alternatif (ordinairement du distillat ou du mazout lourd résiduel)¹⁶. Toutefois, l'élasticité globale de la demande de gaz par rapport au prix décline nettement une fois que tous les clients pouvant aisément changer de combustible ont délaissé le gaz.

L'autre réaction que peut avoir le secteur industriel à la hausse du prix du gaz consiste à couper la consommation en réduisant la production et à mettre en oeuvre des changements au procédé afin d'améliorer l'efficacité énergétique. Toutefois, à

¹² Il est possible que les modifications apportées aux politiques gouvernementales américaines sur le changement climatique réduisent la construction de capacité supplémentaire alimentée au charbon.

¹³ Quand les prix du gaz sont très élevés, on note une réaction limitée résultant de la baisse des thermostats et d'autres mesures de conservation. Ces changements, cependant, se font lentement car les consommateurs sont lents à percevoir les hausses de prix en raison des cycles de facturation et des délais d'application des taux des services publics.

¹⁴ On peut en dire autant de la réaction en matière de demande d'électricité faisant suite à la hausse de ces prix. L'unique exemple récent indiquant une réaction notable de la demande s'est produit en Californie, où la demande des secteurs résidentiel et commercial a baissé de 5 à 7 % (il s'agit d'une estimation). Cette réduction, toutefois, était une combinaison de la réaction au prix et du comportement de « bon citoyen » adopté par suite des exhortations du gouvernement. La documentation économique n'a pas encore identifié avec précision l'ampleur de la réaction au prix.

¹⁵ Le segment bicompatible représente quelque 8 à 10 % du marché gazier américain.

¹⁶ Ce changement de combustible se fait pour autant que le combustible de remplacement soit disponible et que l'installation dispose des permis nécessaires d'émissions dans l'atmosphère.

cause de l'impératif économique général de croissance des bénéficiaires, la plupart des industries à forte intensité énergétique ont déjà pris toutes les mesures « faciles » de réduction de la consommation. Il faut des semaines, des mois, voire des années pour mettre en place des changements plus significatifs, qui peuvent mener au remplacement de grands équipements. Qui plus est, ces mesures représentent souvent un glissement de la demande car les réductions de demande réalisées ne sont ordinairement pas compensées par des hausses quand les prix du gaz redescendent. Les clients, par exemple, ne renoncent pas à leurs équipements neufs et plus efficaces quand survient une baisse des prix et la capacité de production industrielle déplacée vers d'autres pays où les prix des combustibles sont moindres n'est pas souvent rapatriée.

Ainsi, la réponse du secteur industriel aux déséquilibres passagers de la demande et de l'offre de gaz – par-delà la substitution de combustible – se limite à la modification de la production industrielle. Même pour des industries à aussi haute intensité énergétique telles que les installations de production et de traitement de l'ammoniac, du méthanol, de l'aluminium et de l'acier, on ne décèle de réaction appréciable que si les prix montent au point où le produit devient non concurrentiel dans le marché mondial. Pour la plupart des industries manufacturières, dont les coûts en gaz du procédé industriel représentent moins de 5 % de la valeur brute ajoutée, il faut de très fortes hausses de prix pour que la production accuse des changements importants.

Les industries les plus vulnérables à l'augmentation des prix du gaz sont celles qui fabriquent des produits ayant le gaz pour partie importante du coût de production et dont les producteurs n'ont qu'une capacité limitée de repasser au consommateur la hausse des prix du gaz. Un bon exemple d'une telle situation est celui de l'industrie de l'ammoniac, où le gaz naturel sert de matière première à la production et où le coût du gaz constitue environ 80 % des coûts totaux de production. Au cours des dernières périodes où les prix du gaz étaient élevés, nombre d'usines d'ammoniac ont fermé leurs portes et revendu leur gaz parce que sa valeur dépassait celle de l'ammoniac qu'elles auraient pu produire et vendre.

Le segment de la production d'électricité peut réagir, et de fait réagit aux changements des prix du gaz en modulant les unités productrices. Quand les prix du gaz tombent, la production au gaz remplace les unités au mazout ou au charbon. Quand les prix du gaz montent, la production électrique au gaz peut diminuer s'il y a en disponibilité une capacité supplémentaire de production non alimentée au gaz. Malheureusement, dans la plupart des conditions du marché, la capacité de production au gaz génère une production sur une base marginale. Elle n'est mise en fonction qu'une fois que pratiquement toutes les autres sources sont utilisées. En conséquence, la demande de gaz liée à la production d'électricité ne réagit pas de façon importante au niveau de la demande face à un marché gazier « serré » dont les prix montent. De fait, en Californie, quand les prix de l'électricité ont atteint des sommets inégalés, les clients producteurs d'électricité se sont montrés disposés à verser des sommes astronomiques pour leur gaz, puisque les prix de l'électricité le leur permettaient.

La plupart des 200 GW d'unités alimentées au gaz construites depuis 1998 n'ont pas la possibilité de passer au mazout. Il n'en va pas ainsi de la capacité alimentée au gaz construite avant 1998, qui est surtout constituée de chaudières à vapeur dotées d'une grande capacité de passer du gaz au mazout lourd résiduel. Il demeure que les unités bicom bustibles mazout-gaz vieillissent, ont un faible rendement et coûtent cher à exploiter. En conséquence, les nouvelles unités chassent les anciennes du marché. Cela a mené à une réduction nette de la capacité bicom bustible dans le secteur de la production d'électricité et à une courbe moins élastique (plus abrupte) de la demande de gaz au cours des dernières années.

Le fait que les nouvelles centrales ne recourent pas au mazout ne vient pas de ce qu'elles en sont incapables, mais plutôt de ce que les promoteurs des projets ont décidé de ne pas installer les infrastructures qui permettraient aux unités de consommer du mazout. Bien que les nouvelles unités ne puissent consommer de mazout lourd résiduel, elles peuvent fonctionner à l'aide de mazout léger, qui est plus coûteux. Comme plusieurs de ces installations ont été planifiées et construites avant que les prix du gaz ne dépassent ceux du mazout léger, nombre de promoteurs n'ont pas cru utile de se munir d'une capacité d'appoint alimentée au mazout. Dans d'autres cas, les promoteurs voulaient s'épargner l'opposition des groupes environnementaux et de la collectivité locale à l'établissement d'une capacité bicom bustible.

3.3 Approvisionnement gazier nord-américain

L'approvisionnement en gaz naturel de l'Amérique du Nord est diversifié, le gaz provenant de plusieurs sources et régions différentes. De tout temps, l'Amérique du Nord a été autosuffisante à ce titre, et l'essentiel de son approvisionnement est venu des régions productrices sur la côte du golfe du Mexique et du BSOC. Ces deux régions ont montré dernièrement des signes d'épuisement, amenant les producteurs gaziers à considérer des formations différentes (généralement des sédiments plus profonds) et d'autres régions. On s'intéresse de plus en plus, par exemple, au développement des ressources gazières situées dans les eaux profondes du golfe du Mexique¹⁷ et moins au développement des ressources gazières des eaux peu profondes où, jusqu'à présent, ont eu lieu la plupart des activités de cette nature. Les importations de GNL figurent également au haut de la liste des nouveaux approvisionnements gaziers possibles du marché nord-américain. En bref, les fournisseurs de gaz recherchent dans les ressources pionnières leurs approvisionnements à venir. Considérant la maturité de la ressource gazière nord-américaine, on s'attend à ce que cet intérêt se maintienne encore longtemps.

Une base importante et étendue de ressources gazières demeure à développer. Si les aspects économiques du développement des ressources étaient ignorés et les délais nécessaires à sa mise en valeur n'étaient pas pris en compte, les ressources restantes totales pourraient soutenir les niveaux actuels de production gazière

¹⁷ L'activité est passée à des profondeurs dépassant les 200 mètres.

d'Amérique du Nord pendant presque 70 ans, en supposant qu'elles soient entièrement développées. Il est cependant très peu probable que les ressources gazières soient développées en entier, car seules les ressources économiquement viables le seront dans un avenir prévisible. EEA estime qu'il existe environ 700 Tpi³ de gaz¹⁸ que l'on peut développer économiquement aux prix du gaz de Henry Hub, soit à moins de 5 \$ US/MBtu¹⁹. Cela signifie qu'il y a une quantité supplémentaire de 600 Tpi³ située ailleurs qu'en arctique qu'il n'est pas économique de développer à un prix de 5 \$ US/MBtu.

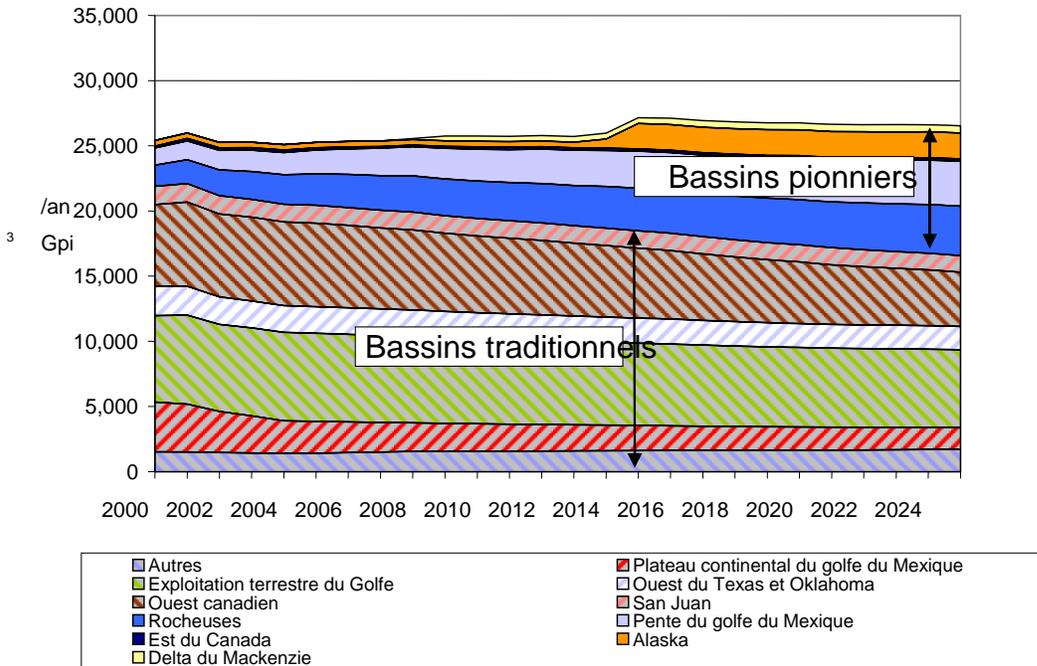
L'approvisionnement en gaz naturel devra nettement croître pour répondre à la consommation nord-américaine de l'avenir prévisible. La plupart des analystes de l'industrie, y compris EEA, croient que la production américaine et canadienne de gaz naturel des bassins traditionnels est en baisse (Figure 9). En 2004, la production de l'Ouest canadien, de l'Ouest du Texas et de l'Oklahoma, des exploitations sur terre du golfe du Mexique, du plateau du golfe du Mexique, du bassin San Juan et des autres bassins d'approvisionnement traditionnels était au total de quelque 20,5 Tpi³ par an et constituait quelque 82 % de la production nord-américaine. La production de ces régions demeurera une partie importante de l'approvisionnement global au cours de la décennie à venir, mais on s'attend à ce qu'elle baisse en termes absolus et en parts de marché. D'ici 2025, les volumes des bassins traditionnels devraient décliner annuellement de presque 4 Tpi³ pour atteindre un volume de 16,7 Tpi³ par an, ce qui ne représentera qu'environ 62 % de la production nord-américaine et moins de la moitié de l'approvisionnement total.

En raison de la production décroissante des régions productrices parvenues à maturité, on prévoit que le marché gazier nord-américain s'en remettra au développement de nouveaux approvisionnements gaziers, plus particulièrement au gaz de l'Alaska et aux importations de GNL. D'ici 2025, le scénario de référence d'EEA indique que la production, dans les zones parvenues à maturité de toute l'Amérique du Nord, aura très nettement diminuée et que les sources des régions pionnières et les importations de GNL fourniront 19 Tpi³ de l'approvisionnement gazier total, ou plus de 50 % de l'approvisionnement gazier nord-américain. Cet approvisionnement supplémentaire sera nécessaire pour répondre à la croissance de la consommation de gaz.

¹⁸ Sans compter les ressources gazières du Canada arctique et de l'Alaska.

¹⁹ Les courbes d'approvisionnement indiquent la somme de ressources gazières qu'il est économique de développer jusqu'en 2020 à différents prix du gaz. En réalité, il est peu probable que les quantités totales indiquées soient développées car les limites imposées aux activités de forage et les contraintes en matière de capitaux, entre autres facteurs, influent sur ce développement. En conséquence, les courbes d'approvisionnement indiquent la quantité maximale de ressources dont il est raisonnable de croire qu'elles seront développées, à différents prix pour le gaz.

Figure 9
Production gazière nord-américaine par région



Une bonne part, donc, de la croissance du marché gazier au cours des 20 années à venir doit être soutenue par le développement d’approvisionnements actuellement non exploités dans des régions généralement plus éloignées des marchés nord-américains de consommation. Les importations de GNL doivent aussi jouer un rôle clé (voir le prochain chapitre). Les bassins des régions pionnières de l’Arctique, comme l’Alaska et le delta du Mackenzie, les nouvelles régions extracôtières comme les eaux profondes du golfe du Mexique et les zones extracôtières de l’est du Canada, et les régions intérieures non exploitées, comme le nord des Rocheuses, seront tous nécessaires pour desservir la demande nord-américaine d’ici 2025. De toute évidence, il faudra construire des infrastructures en gazoduc pour transporter le gaz extrait des nouvelles régions d’approvisionnement.

3.3.1 Développement des ressources et de la production conventionnelles en Amérique du Nord

La production décroissante des zones d’approvisionnement déjà développées est principalement attribuable à l’absence d’opportunité de forages de qualité dans ces régions. L’historique de production récent montre une nette tendance au déclin dans les eaux peu profondes du golfe du Mexique et dans la région productrice du centre du continent, et une production de stable à légèrement décroissante dans les bassins Permien et de San Juan. Les producteurs gaziers ont dû travailler dur au développement d’une nouvelle capacité de livraison. En 2001, une année phare en matière de forage, les producteurs nord-américains ont creusé environ 32 200 puits

de gaz mais, selon les tendances observées dans la production, la capacité estimée de livraison nord-américaine n'a augmenté que d'environ 1 Gpi³/j. Quand les activités de forage sont retombées en 2002, la capacité de livraison a décliné d'environ 2 Gpi³/j. Il semble que les producteurs doivent déployer plus d'efforts dans les zones matures pour simplement maintenir la production. Cette tendance résulte vraisemblablement de trois facteurs différents :

- 1) l'accélération du déclin a accentué la baisse de la production de gaz, exigeant une hausse des activités d'exploration et de production pour tenir la production à des niveaux constants;
- 2) les réserves par puits sont généralement moins abondantes qu'elles ne l'étaient autrefois, particulièrement dans les zones les plus développées, en raison de l'exploitation historique de plusieurs des principaux champs, ainsi que par suite des nouvelles technologies qui permettent de cibler et rentabiliser des champs moins grands dont l'exploitation, auparavant, n'aurait pas été économique;
- 3) l'intérêt envers le développement de ressources gazières non conventionnelles (c.-à-d. sables compacts, méthane de gisement houillé, argile litée) a augmenté; ces puits sont ordinairement moins productifs que les puits des approvisionnements gaziers conventionnels développés et épuisés jusqu'à maintenant, et les réserves par puits sont également moindres.

Tous ces facteurs révèlent une base de ressources gazières vieillissante et très exploitée, moins prolifique et plus coûteuse à développer. Pour que la production se maintienne au fur et à mesure que les champs s'épuisent naturellement, il faut développer des formations plus coûteuses. Les futurs puits se trouveront probablement dans des formations plus profondes dont la température et la pression seront plus élevées ou dont le gaz risque d'être acide (c.-à-d. qu'il peut contenir du sulfure d'hydrogène) et plus corrosif, ce qui exigera des étapes supplémentaires de traitement. Les formations moins perméables pourront faire l'objet de forages, requérant des fracturations pour permettre une production économique. La plupart des grands réservoirs de gaz naturel ont été découverts. Les champs à venir seront plus petits et devront être plus nombreux pour que la production se maintienne.

3.3.2 Dépendance envers les nouvelles sources d'approvisionnement

Il apparaît clairement que la croissance potentielle de la demande nord-américaine de gaz naturel offre d'importantes possibilités de développement de nouveaux approvisionnements gaziers dans l'avenir prévisible. Toutefois, la maturité de la base nord-américaine de ressources gazières et les coûts des ressources restantes suggèrent qu'une bonne part de la future croissance de l'approvisionnement proviendra des nouvelles sources d'approvisionnement incluant :

- le gaz de l'Alaska;
- le gaz du delta du Mackenzie;
- la poursuite du développement des eaux profondes du golfe du Mexique;

- la poursuite du développement des approvisionnements gaziers non conventionnels des Rocheuses américaines et d'ailleurs;
- la poursuite du développement dans les Maritimes canadiennes;
- les importations de GNL.

Bien qu'il semble émerger un consensus croissant sur la nécessité d'avoir recours à de nouveaux approvisionnements pour le marché gazier nord-américain, il n'est pas certain que l'approvisionnement nécessaire sera développé. Nombre d'obstacles d'ordre politique, environnemental, économique et réglementaire se dressent devant le développement des infrastructures énergétiques nécessaires pour transporter les approvisionnements en gaz dans le marché nord-américain.

Les sources les plus importantes d'approvisionnements nouveaux seront le gaz de l'Alaska et les importations de GNL. Le gaz de l'Alaska devrait pénétrer dans le marché à hauteur de 4 Gpi³/j en novembre 2014. Si ce projet politiquement, écologiquement et technologiquement difficile ne se réalise pas, d'autres nouveaux approvisionnements, comme des importations supplémentaires de GNL, seront nécessaires pour répondre à la croissance du marché.

3.3.3 Réaction des producteurs aux changements de prix

Dans le marché du gaz naturel, les producteurs ont une capacité limitée de réaction rapide aux changements de prix. Quelles que soient les conditions de prix sauf les plus basses, les producteurs mettent en marché un pourcentage très élevé de leur capacité de livraison totale de gaz à la tête de puits. Les hausses de capacité de livraison exigent de nouvelles activités de forage, qui nécessitent de trois à neuf mois pour influencer de façon significative sur les approvisionnements disponibles. En conséquence, la production à court terme à la tête du puits est ordinairement assez peu élastique. Quand les prix montent, il ne se produit d'importantes hausses de production qu'après le délai substantiel associé au développement de nouvelles ressources. Quand les prix du gaz naturel sont élevés, les projets supplémentaires que l'on peut exploiter rapidement tendent à avoir une productivité inférieure à la moyenne de sorte que la réaction à court terme au prix tend à décroître à mesure qu'augmente le prix de base.

Des prix plus élevés peuvent stimuler le développement de mégaprojets, comme le gazoduc de l'Alaska ou la mise en valeur des nouveaux champs en eau profonde, mais ces grands projets ont ordinairement un délai de mise en production beaucoup plus long et il est peu probable qu'ils entraînent une augmentation de l'offre à court terme pour répondre à cette hausse de prix.

Quand les prix baissent, il arrive que la production cesse. Toutefois, les fermetures de puits ne se produisent ordinairement que si les prix sont vraiment très bas. La production pétrolière et gazière nécessite l'investissement de capitaux importants au départ et a des coûts d'extraction marginaux relativement faibles. Même quand les prix sont bas, les puits demeurent rentables à exploiter car les revenus marginaux dépassent les coûts marginaux d'extraction pour tous les puits sauf les moins

rentables. Les flux de trésorerie positifs constituent un fort incitatif à la poursuite de la production même quand les prix sont nettement inférieurs aux attentes.

À plus long terme, une hausse des prix attendus peut constituer un incitatif suffisant pour lancer les investissements dans de nouveaux approvisionnements. Les ressources gazières et pétrolières ont un horizon de planification de un à trois ans au chapitre des ressources existantes sur terre et dans les champs extracôtiers peu profonds et cet horizon peut atteindre dix ans dans le cas des ressources en régions pionnières comme le gaz de l'Arctique. Par surcroît, les flux de trésorerie liés à l'investissement sont déterminés par la vie des actifs de production, qui varient de trois à vingt ans. Les attentes en matière de prix sur cette longue période vont déterminer les investissements dans la nouvelle production.

Cependant, aux prix du scénario « GNL de Rabaska », l'ensemble des opportunités d'investissements dans les ressources supplémentaires en gaz naturel qui deviendraient économiques advenant une hausse des prix du gaz naturel est relativement faible. À de tels prix, les producteurs gaziers ont un incitatif à recourir à l'équipement disponible et à explorer et mettre en valeur les zones productives potentielles déjà identifiées. Seul un nombre relativement petit de zones productives potentielles supplémentaires ont besoin de prix plus élevés pour présenter de l'attrait. Les Figures 10 et 11 montrent la courbe d'approvisionnement en gaz naturel d'EEA en Amérique du Nord, indiquant que lorsque les prix dépassent 5 \$ US/MBtu (en \$ US de 2003), la courbe d'offre se fait nettement plus abrupte, ce qui engendre une réponse relativement faible de l'approvisionnement en gaz naturel suite aux changements de prix par rapport au niveau de prix actuellement prévus²⁰.

Qui plus est, à ces prix, il existe un incitatif à la mise en valeur et au déploiement de nouvelles technologies permettant de trouver et mettre en valeur le gaz. Les signaux de prix du scénario de référence sont suffisants pour attirer les investissements en recherche et développement. En conséquence, il y a un rendement décroissant, mais toujours positif, à des prix encore plus élevés au chapitre de la technologie et du développement des ressources.

²⁰ Les courbes d'offre des Figures 10 et 11 ont été tracées selon l'hypothèse d'un ratio capitaux d'emprunt/capitaux propres de 40/60, d'un taux nominal de 7 % de rendement de la dette et d'un taux de 12,9 % de rendement des capitaux propres. Toutes les courbes sont tronquées entre 9 \$ et 10 \$/MBtu.

Figure 10 Courbes de l'offre en gaz naturel

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.

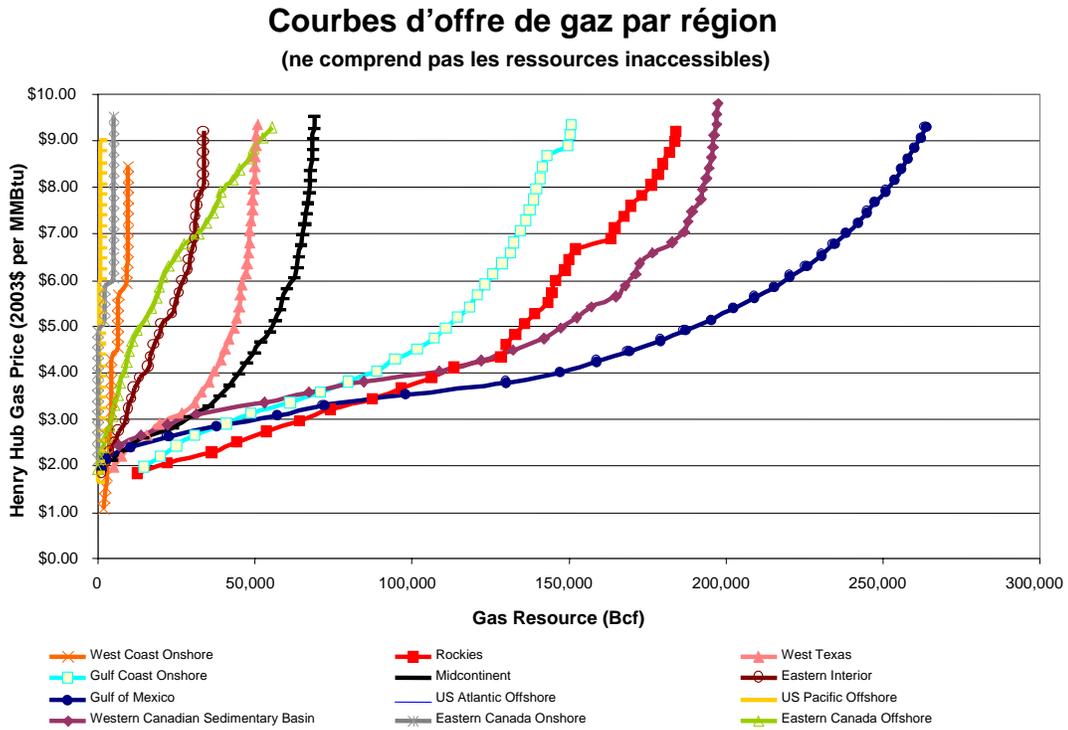
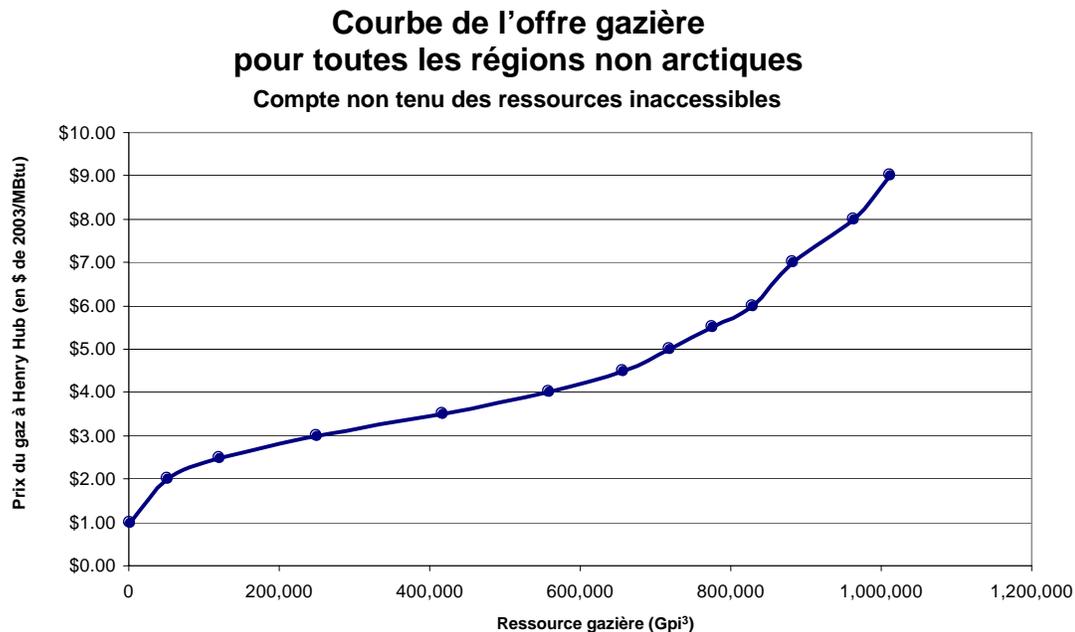


Figure 11 Courbe de l'offre gazière nord-américaine totale

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.



3.4 Importations de GNL

La plupart des analystes s'attendent à une croissance appréciable des importations nord-américaines de GNL. Il faudra pour cela que les cinq terminaux existants d'importation de GNL soient pleinement utilisés, qu'ils soient agrandis et que l'on construise un certain nombre de nouveaux terminaux. Plusieurs nouveaux terminaux sont projetés (figure 12)²¹.

On comptait, en août 2005, plus de 50 projets de terminaux d'importation de GNL, y compris cinq au Mexique, à divers degrés d'avancement dans la démarche de développement et d'obtention des permis. En 2005 a débuté la construction de deux nouveaux terminaux, tous deux sur la côte du golfe du Mexique, soit Freeport LNG au Texas et Sabine Pass en Louisiane. Il est prévu que ces deux installations soient mises en service en 2008.

²¹ Cette figure illustre aussi la capacité et les agrandissements prévus des cinq terminaux existants d'importation de GNL aux États-Unis. L'installation récemment construite Exceleerate, dans le golfe du Mexique, est entrée en service en mars 2005.

3.4.1 Importations projetées de GNL

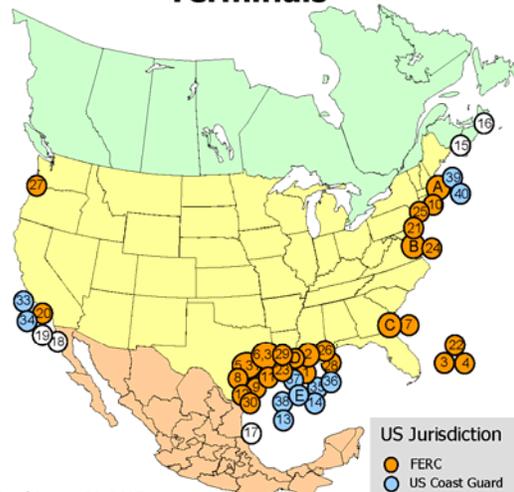
EEA prévoit que les terminaux existants, tout comme les 12 à 14 nouveaux terminaux d'importation de GNL situés aux États-Unis et au Canada importeront 5,9 Tpi³ de gaz naturel d'ici 2015 et 9,0 Tpi³ d'ici 2025, ce qui est nettement supérieur au niveau de 2004, qui s'établissait à 0,6 Tpi³. La Figure 13 présente la prévision du volume d'importation de GNL comme hypothèse de l'étude. Il est parfaitement justifié de situer les terminaux de GNL dans des zones « de marché » en aval des contraintes de gazoduc, comme dans le nord-est des États-Unis. De tels emplacements, cependant, offrent un accès limité aux gazoducs ou posent des difficultés supplémentaires au chapitre de l'obtention des permis. Les terminaux situés le long du golfe du Mexique auront accès à un réseau plus vaste de gazoducs mais on estime que leurs approvisionnements recevront un prix moindre. En fin de compte, on procédera probablement à la construction d'une combinaison de terminaux dans les zones d'approvisionnement et dans les zones de marché. Toutefois, sachant les difficultés actuelles de mise en place de terminaux dans le nord-est américain, la majeure partie de la nouvelle capacité devrait être développée sur la côte du golfe du Mexique afin de servir les marchés mexicain et américain.

Figure 12 Terminaux d'importation de GNL existants, proposés et potentiels en Amérique du Nord en août 2005

Source: U.S. Federal Energy Regulatory Commission

FERC

Existing and Proposed North American LNG Terminals



As of August 22, 2005

* US pipeline approved; LNG terminal pending in Bahamas

CONSTRUCTED

- A. Everett, MA: 1.035 Bcfd (Tractebel - DOMAC)
- B. Cove Point, MD: 1.0 Bcfd (Dominion - Cove Point LNG)
- C. Elba Island, GA: 0.68 Bcfd (El Paso - Southern LNG)
- D. Lake Charles, LA: 1.0 Bcfd (Southern Union - Trunkline LNG)
- E. Gulf of Mexico: 0.5 Bcfd, (Gulf Gateway Energy Bridge - Excelerate Energy)

APPROVED BY FERC

- 1. Lake Charles, LA: 1.1 Bcfd (Southern Union - Trunkline LNG)
- 2. Hackberry, LA: 1.5 Bcfd, (Semptra Energy)
- 3. Bahamas: 0.94 Bcfd, (AES Ocean Express)*
- 4. Bahamas: 0.83 Bcfd, (Calypso Tractebel)*
- 5. Freeport, TX: 1.5 Bcfd, (Cheniere/Freeport LNG Dev.)
- 6. Sabine, LA: 2.6 Bcfd (Cheniere LNG)
- 7. Elba Island, GA: 0.54 Bcfd (El Paso - Southern LNG)
- 8. Corpus Christi, TX: 2.6 Bcfd, (Cheniere LNG)
- 9. Corpus Christi, TX: 1.0 Bcfd (Vista Del Sol - ExxonMobil)
- 10. Fall River, MA: 0.8 Bcfd, (Weaver's Cove Energy/Hess LNG)
- 11. Sabine, TX: 1.0 Bcfd (Golden Pass - ExxonMobil)
- 12. Corpus Christi, TX: 1.0 Bcfd (Ingeside Energy - Occidental Energy Ventures)

APPROVED BY MARAD/COAST GUARD

- 13. Port Pelican: 1.6 Bcfd, (Chevron Texaco)
- 14. Louisiana Offshore: 1.0 Bcfd (Gulf Landing - Shell)
- 15. St. John, NB: 1.0 Bcfd, (Canport - Irving Oil)
- 16. Point Tupper, NS: 1.0 Bcfd (Bear Head LNG - Anadarko)

MEXICAN APPROVED TERMINALS

- 17. Altamira, Tamaulipas: 0.7 Bcfd, (Shell/Total/Mitsui)
- 18. Baja California, MX: 1.0 Bcfd, (Semptra)
- 19. Baja California - Offshore: 1.4 Bcfd, (Chevron Texaco)

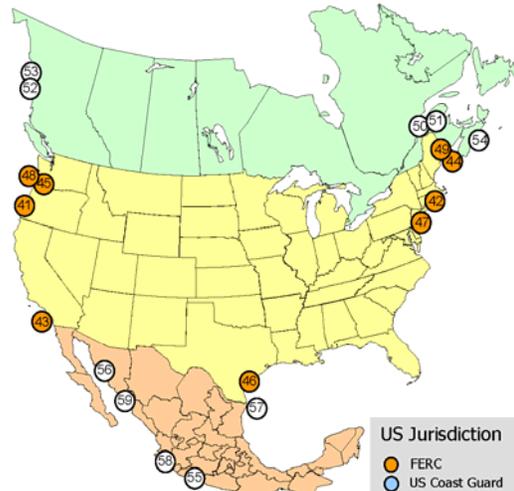
PROPOSED TO FERC

- 20. Long Beach, CA: 0.7 Bcfd, (Mitsubishi/ConocoPhillips - Sound Energy Solutions)
- 21. Logan Township, NJ: 1.2 Bcfd (Crown Landing LNG - BP)
- 22. Bahamas: 0.5 Bcfd, (Seafarer - El Paso/FPL)
- 23. Port Arthur, TX: 1.5 Bcfd (Semptra)
- 24. Cove Point, MD: 0.8 Bcfd (Dominion)
- 25. LI Sound, NY: 1.0 Bcfd (Broadwater Energy - TransCanada/Shell)
- 26. Pascagoula, MS: 1.0 Bcfd (Gulf LNG Energy LLC)
- 27. Bradwood, OR: 1.0 Bcfd (Northern Star LNG - Northern Star Natural Gas LLC)
- 28. Pascagoula, MS: 1.3 Bcfd (Casotte Landing - ChevronTexaco)
- 29. Cameron, LA: 3.3 Bcfd (Creole Trail LNG - Cheniere LNG)
- 30. Port Lavaca, TX: 1.0 Bcfd (Cahoun LNG - Gulf Coast LNG Partners)
- 31. Freeport, TX: 2.5 Bcfd (Cheniere/Freeport LNG Dev. - Expansion)
- 32. Sabine, LA: 1.4 Bcfd (Cheniere LNG - Expansion)
- 33. California Offshore: 1.5 Bcfd (Cabrillo Port - BHP Billiton)
- 34. So. California Offshore: 0.5 Bcfd, (Crystal Energy)
- 35. Louisiana Offshore: 1.0 Bcfd (Main Pass McMoran Exp.)
- 36. Gulf of Mexico: 1.0 Bcfd (Compass Port - ConocoPhillips)
- 37. Gulf of Mexico: 2.8 Bcfd (Pearl Crossing - ExxonMobil)
- 38. Gulf of Mexico: 1.5 Bcfd (Beacon Port Clean Energy Terminal - ConocoPhillips)
- 39. Offshore Boston, MA: 0.4 Bcfd (Neptune LNG - Tractebel)
- 40. Offshore Boston, MA: 0.8 Bcfd (Northeast Gateway - Excelerate Energy)

Office of Energy Projects

FERC

Potential North American LNG Terminals



As of August 22, 2005

POTENTIAL U.S. SITES IDENTIFIED BY PROJECT SPONSORS

- 41. Coos Bay, OR: 0.13 Bcfd, (Energy Projects Development)
- 42. Somerset, MA: 0.65 Bcfd (Somerset LNG)
- 43. California - Offshore: 0.75 Bcfd, (Chevron Texaco)
- 44. Pleasant Point, ME: 0.5 Bcfd (Quoddy Bay, LLC)
- 45. St. Helens, OR: 0.7 Bcfd (Port Westward LNG LLC)
- 46. Galveston, TX: 1.2 Bcfd (Pelican Island - BP)
- 47. Philadelphia, PA: 0.6 Bcfd (Freedom Energy Center - PGW)
- 48. Astoria, OR: 1.0 Bcfd (Skipanon LNG - Calpine)
- 49. Robbinston, ME: 0.5 Bcfd (Downeast LNG - Kestrel Energy/Dean Girds)

POTENTIAL CANADIAN SITES IDENTIFIED BY PROJECT SPONSORS

- 50. Quebec City, QC: 0.5 Bcfd (Project Rabaska - Enbridge/Gaz Met/Gaz de France)
- 51. Rivière-du-Loup, QC: 0.5 Bcfd (Cacouna Energy - TransCanada/PetroCanada)
- 52. Kitimat, BC: 0.61 Bcfd (Galveston LNG)
- 53. Prince Rupert, BC: 0.30 Bcfd (WestPac Terminals)
- 54. Goldboro, NS: 1.0 Bcfd (Keltic Petrochemicals)

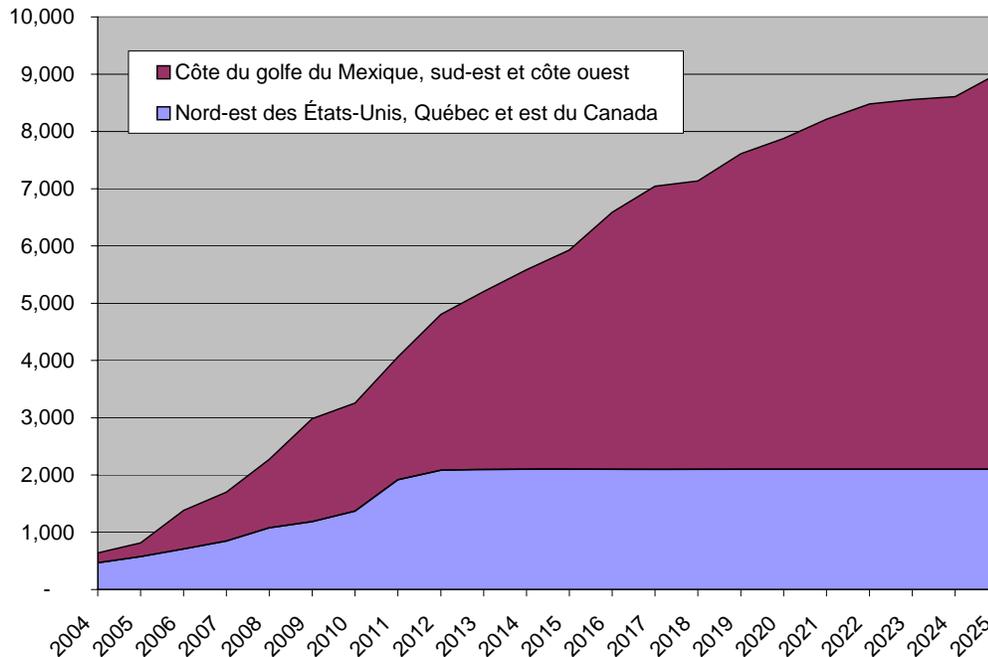
POTENTIAL MEXICAN SITES IDENTIFIED BY PROJECT SPONSORS

- 55. Lázaro Cárdenas, MX: 0.5 Bcfd (Tractebel/Repsol)
- 56. Puerto Libertad, MX: 1.3 Bcfd (Sonora Pacific LNG)
- 57. Offshore Gulf, MX: 1.0 Bcfd (Dorado - Tidelands)
- 58. Mexcanillo, MX: 0.5 Bcfd
- 59. Topolobampo, MX: 0.5 Bcfd

Office of Energy Projects



Figure 13
Prévision d'EEA en matière d'importations nord-américaines
de GNL (Gpi³/an)²²



3.4.2 Autres projets de GNL dans l'est du Canada et dans le nord-est des États-Unis

Le Québec et les Maritimes, au Canada et, aux États-Unis, le Nord-est, paient pour le gaz des prix supérieurs alors qu'ils présentent des coûts de transport du GNL par méthanier relativement bas depuis diverses sources d'approvisionnement du bassin atlantique, actuelles et proposées (exception faite des sources d'approvisionnement sud-américaines). Dans le marché de gros, le gaz se vend de 0,20 \$ à 0,80 \$/MBtu plus cher qu'à Henry Hub. Du point de vue des fournisseurs de GNL, les coûts réduits de transport par méthanier pourraient ajouter de 0,15 \$ à 0,20 \$/MBtu à leur bénéfice net relativement aux livraisons de GNL à un terminal de la côte du golfe du Mexique. Par conséquent, pour le producteur, le prix net qu'il recevra pour des livraisons dans cette région dépassera de 0,35 \$ à 1,00 \$US MBtu le prix net reçu sur la côte du golfe du Mexique.

Du point de vue économique, les sites les plus logiques pour des terminaux de GNL dans le marché Est de l'Amérique du Nord se trouveraient à proximité des grandes villes du littoral Est américain, notamment New York et Boston. Le terminal Everett, au Massachusetts, se classe dans cette catégorie : il s'agit du terminal nord-

²² Y compris les 500 Mpc/j (183 Gpi³/an) de Rabaska.

américain exploité de façon continue depuis le plus longtemps. En 2004, il a reçu environ 170 Gpi³ d'approvisionnements, tous de Trinidad et Tobago. Sa capacité maximale d'expédition dépasse tout juste 1 Gpi³/j. Les restrictions à la circulation des méthaniers tiennent le débit de base à moins de 500 Mpc/j. Si davantage de méthaniers sont autorisés à livrer au terminal il pourra accroître son débit moyen sans modifier son infrastructure.

Un certain nombre de propositions substitutives demeurent actives dans le nord-est des États-Unis et dans les Maritimes. Le projet de GNL de Bear Head se trouverait sur une péninsule de l'île du Cap Breton (Nouvelle-Écosse). Sa capacité prévue de débit est de 1 Gpi³/j avec possibilité d'expansion à 2 Gpi³/j. Les travaux de Bear Head sont déjà entamés, bien que les auteurs de la présente étude ne soient au courant d'aucun engagement ferme d'achat du gaz de ce site.

Le projet Canaport est en concurrence directe avec Bear Head et utiliserait aussi le gazoduc Maritimes & Northeast (M&NP) pour se donner accès aux marchés du nord-est américain. Il s'agit d'une coentreprise d'Irving Oil et de Repsol, la principale compagnie pétrolière d'Espagne. Le projet a obtenu ses permis environnementaux en août 2004 et la construction a débuté en octobre 2005.

Ces deux projets semblent jouir d'un degré élevé d'appui local. Cependant, le coût actuel du transport du gaz depuis le terminal d'importation jusqu'au marché par M&NP n'est pas négligeable, au tarif maximum actuel de 1,07 \$ US/Dekatherm²³ (plus 1,1 % de combustible), pour la partie américaine du gazoduc, et au tarif maximum actuel, pour la partie canadienne du gazoduc, de 0,66 \$ CAN/GJ (plus 0,5 % de combustible). Selon EEA, la mise en service de l'un de ces projets est probable si aucune des autres options de GNL plus proches des marchés clés sur la côte est américaine n'est mise en chantier, mais le coût élevé du transport vers le marché et l'absence de capacité proche de stockage saisonnier rendent ces projets moins attrayants au sens économique que les projets plus proches des marchés.

Il y a dans le nord-est des États-Unis plusieurs projets encore au stade de l'élaboration, dont plusieurs se trouvent dans le Maine. Ils souffrent aussi des mêmes limites économiques que ceux des Maritimes, Bear Head et Canaport, bien que le coût du transport par M&NP baisse progressivement à mesure que les projets se rapprochent des marchés.

Les projets plus proches du marché du nord-est comprennent Crown Landing, sur le Delaware, au New Jersey, et Broadwater dans le détroit de Long Island, au large de New York.

²³ Un dekatherm équivaut à 1MBtu ou 1,0545 Gj

3.5 Sensibilité des prix du gaz nord-américain aux fluctuations de l'offre et de la demande

Le scénario de référence d'EEA est un scénario de « pression de la demande » : la demande de gaz augmente avec le temps, largement par suite de son utilisation pour la production d'électricité. L'approvisionnement croît de façon à satisfaire à la demande. Comme les zones de production parvenues à maturité ont été fortement exploitées, le marché gazier nord-américain dépend davantage de nouvelles sources d'approvisionnements. L'équilibre entre l'offre et la demande de gaz naturel demeure serré dans ce contexte, menant à des prix beaucoup plus élevés que ceux des années 1990, moment où l'équilibre subissait moins de pression.

Le prix moyen, à Henry Hub, de près de 6 \$ US/MBtu (en \$ US réels de 2004) de 2005 à 2025 supporte largement le développement de nouvelles sources d'approvisionnements figurant au scénario, et plus particulièrement celui des importations de GNL. Le prix du gaz se situe également bien au-dessus du prix d'équilibre des marchés d'importation du Moyen-Orient.

Le maintien d'un équilibre serré au niveau du prix du gaz naturel devrait se traduire par une importante volatilité à venir. Aux prix élevés anticipés, la majeure partie de la demande susceptible de délaissier le gaz naturel l'aura déjà fait. Par surcroît, la dépendance envers les grands approvisionnements des régions pionnières en gaz naturel vient fondamentalement réduire la sensibilité de l'offre aux fluctuations de prix. Pour la plupart, ces nouvelles sources exigent d'importants investissements initiaux en installations de forage en mer, en gazoducs, en installations de liquéfaction, en méthaniers ou autres installations et comportent des coûts variables relativement faibles. Ainsi, la plupart des nouveaux approvisionnements à entrer sur le marché risquent peu de causer une hausse ou une baisse de l'approvisionnement en réaction aux changements de prix.

Par conséquent, les événements pris isolément qui modifient l'équilibre entre l'offre et la demande (qu'il s'agisse d'un changement survenu dans la demande ou d'un changement survenu dans l'offre) peuvent causer des perturbations importantes du marché. Les prix à Henry Hub, par exemple, chuteront d'environ 1,70 \$ US/MBtu entre 2014 et 2015, ce qui correspondra aux premières livraisons de gaz de l'Alaska, d'un volume de 4 Gpi³/j, vers la fin de 2014²⁴. Le début des arrivages d'autres projets d'importance, y compris les nouveaux terminaux d'importation de GNL comme celui de Rabaska, ont aussi le potentiel d'influer sur l'ensemble du marché nord-américain.

À plus long terme, la possibilité d'importer du GNL additionnel viendra limiter la pression à la hausse des prix du gaz naturel. Le GNL supplémentaire devrait être économique aux prix du scénario Rabaska, les importations de GNL étant limitées

²⁴ Au lieu de mettre l'emphase sur l'ampleur des mouvements de prix d'une année spécifique, il vaut mieux insister sur le potentiel de mouvement important des prix. Le moment exact et l'entrée progressive des débits des grands projets, la croissance de la demande annuelle et d'autres facteurs influent sur l'envergure des mouvements de prix de n'importe quelle année.

par la concurrence d'autres régions consommatrices extérieures à l'Amérique du Nord et par la difficulté de trouver des sites pour des terminaux supplémentaires de GNL. Cependant, une hausse substantielle des prix au-delà des niveaux projetés accroîtrait l'incitatif économique à importer du GNL en Amérique du Nord provoquant un approvisionnement supplémentaire de gaz naturel dans le marché.



4

PRÉVISION D'EEA QUANT À LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL DU BSOC DISPONIBLE POUR LES MARCHÉS DE L'EST

4.1 Introduction

À l'heure actuelle, pratiquement tout le gaz naturel consommé en Ontario et au Québec est produit dans le BSOC et transporté dans l'Est par les gazoducs de TransCanada et d'Alliance. Cependant, en harmonie avec le consensus actuel de l'industrie, EEA prévoit que la production du BSOC ne pourra maintenir sa croissance historique et qu'elle a, essentiellement, atteint son sommet. EEA prévoit par surcroît que la demande albertaine de gaz naturel ira en augmentant rapidement afin de servir la mise en valeur des sables bitumineux et le reste de la croissance de la demande. En conséquence, au vu des besoins grandissants de gaz naturel en Alberta et de la production stable ou déclinante du BSOC, la quantité de gaz naturel disponible à l'exportation depuis le BSOC vers le centre et l'Est du Canada, tout comme vers le Nord-Est des États-Unis, déclinera.

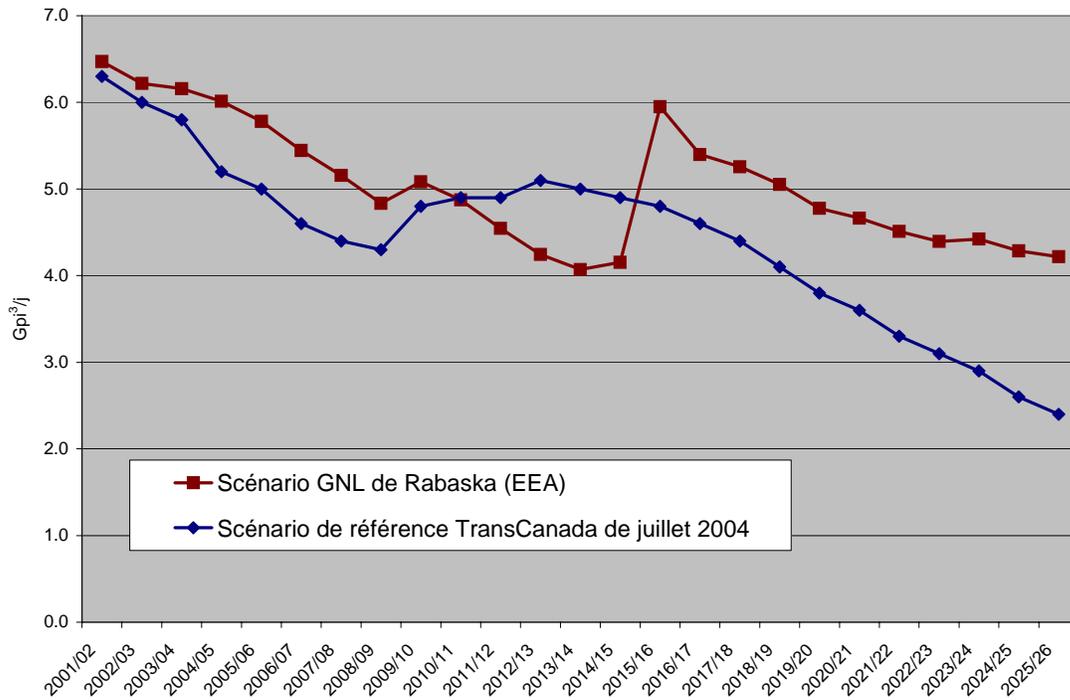
La combinaison d'un déclin anticipé probable de la production et d'une hausse de la demande dans le BSOC soulève d'importantes questions sur la possibilité de s'en remettre à l'approvisionnement en gaz naturel de cette région pour satisfaire aux futurs besoins de gaz naturel de l'Ontario et du Québec. EEA, à l'instar de la plupart des autres observateurs de l'industrie, s'attend à voir les débits de gaz naturel de l'Alberta vers l'Est décliner de façon importante dans l'avenir. La prévision d'EEA quant aux débits de gaz naturel sur le gazoduc TransCanada vers l'Est depuis Empress dans le scénario « GNL de Rabaska » est illustrée à la Figure 14. Cette figure montre également la prévision du scénario de référence de juillet 2004 présenté par TransCanada à l'Office national de l'énergie dans le cadre de sa demande sur les droits et tarifs de son réseau de 2004. Selon ces deux scénarios, les débits de gaz naturel vers l'Est par TransCanada déclinent très nettement à court et à long termes, affichant pour de courtes périodes des hausses de débit correspondant à la mise en service des gazoducs du delta du Mackenzie et de l'Alaska.

Connaissant l'importance du BSOC comme source d'approvisionnement en gaz naturel pour l'Ontario et le Québec, une évaluation détaillée de la production future

du BSOC et des exportations potentielles constitue un élément important de l'évaluation de l'importance du GNL dans les marchés ontarien et québécois²⁵.

Figure 14
Futurs flux de gaz naturel vers l'est, sur TransCanada, depuis l'Alberta (Gpc/j)²⁶

Source: EEA, TransCanada 2004 Mainline Tolls et Tariff Application



²⁵ Dans le cadre de ses prévisions pour l'Amérique du Nord, EEA a élaboré des prévisions gazières à long terme pour le BSOC. L'un des aspects clés de la modélisation de l'approvisionnement gazier d'EEA est sa caractérisation détaillée de la base de ressources sous-jacente, qui comprend les ressources prouvées et non prouvées. Les prévisions présentées ici sont le résultat du scénario de référence d'EEA pour avril 2005 selon son modèle SDPMG.

²⁶ Le scénario GNL de Rabaska monté par EEA repose sur le scénario de référence d'EEA daté d'avril 2005, tandis que la prévision TransCanada a été soumise à l'ONE dans le cadre de la demande de droits et tarifs formulée par TransCanada en 2003 et soumise à nouveau à l'ONE par TransCanada en 2004, pendant l'audience RH-3-2004. La prévision d'EEA, en conséquence, comprend des données historiques plus récentes que la prévision TransCanada et cette dernière s'éloigne des débits réels à compter de 2002-2003.

4.2 Historique des forages et de la production du BSOC et tendances en matière de RFE

4.2.1 Historique des complétions de puits de gaz

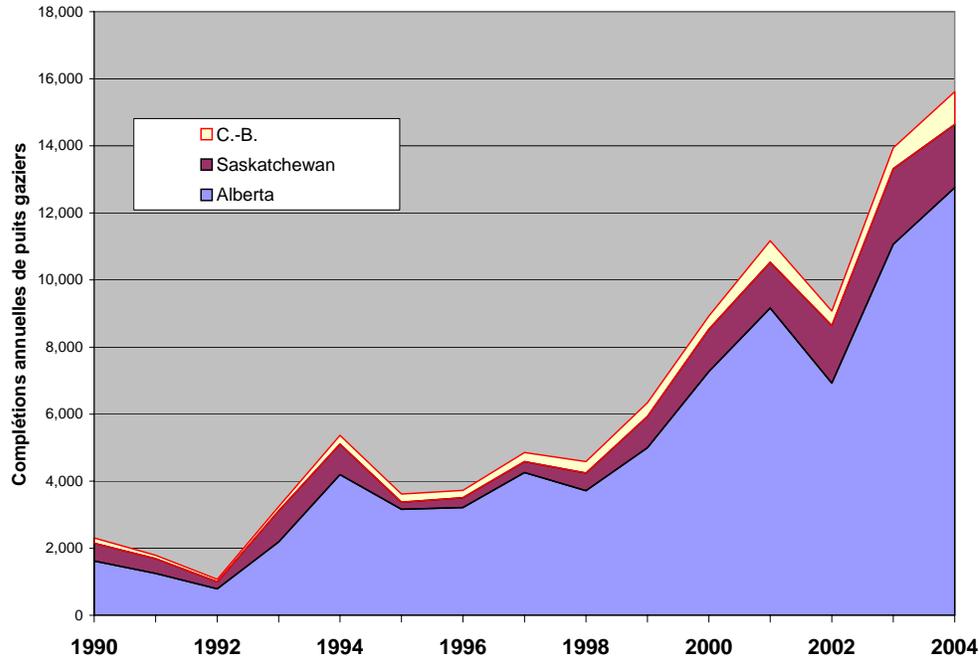
La Figure 15 présente les statistiques annuelles sur les complétions de puits de gaz dans le BSOC compilées par la Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors (CAODC).

Depuis la fin des années 1990, les activités de forage gazier en Alberta ont augmenté, passant de 4 000 à plus de 12 000 puits par an. Cette hausse représente surtout la mise en valeur de sables peu profonds et peu perméables dans le sud-est de l'Alberta. Ces dernières années, les activités de complétion de puits de méthane de gisement de houille ont aussi connu une hausse importante, avec un total estimé de 1 500 complétions en 2004. En dépit de la hausse des activités de forage, la capacité de livraison et la production albertaines n'ont pas augmenté depuis 1999, largement à cause du faible niveau de récupération au puits de la plupart des nouveaux forages. Ces forages, bien qu'ils soient rentables, contribuent juste assez à la capacité de livraison pour empêcher une baisse substantielle de la production. L'activité relative au méthane de houille ne fait que commencer et elle n'a pas encore contribué substantiellement à la production, comme nous en parlons plus loin.

Au milieu des années 1990, les activités de complétion gazière en Colombie-Britannique se sont élevées en moyenne à 200 puits par an. L'activité s'est accrue au cours des dernières années et 2004 a été marquée par 972 complétions. Cette hausse est constituée d'activités de développement conventionnel, principalement dans la région des plaines, à la recherche de cibles paléozoïques, comme la formation directionnelle Greater Sierra.

Figure 15 Complétions de puits gaziers par province

Source: Canadian Association of Oil Well Drilling Contractors



4.2.2 Historique de la production de gaz

La Figure 16 et le Tableau 7 présentent l'historique de la production gazière du BSOC. La Figure 16 donne une perspective de la hausse de production globale qui a commencé à la fin des années 1980. Une bonne part du gain de production des années 1990 résultait de la connexion de réservoirs déjà découverts qui, en raison des limites de l'infrastructure, n'avaient pu être exploités.

L'analyse d'EEA indique que la production albertaine annuelle a atteint son sommet en 2001 et est en déclin depuis. La production de l'ensemble du BSOC est arrivée à son sommet en 2001, par suite d'une importante hausse de la production de la Colombie-Britannique, qui découlait largement de la découverte Ladyfern. Elle a chuté rapidement par la suite.

Figure 16
Production gazière totale mise en marché dans le BSOC, par province

Source: CAPP

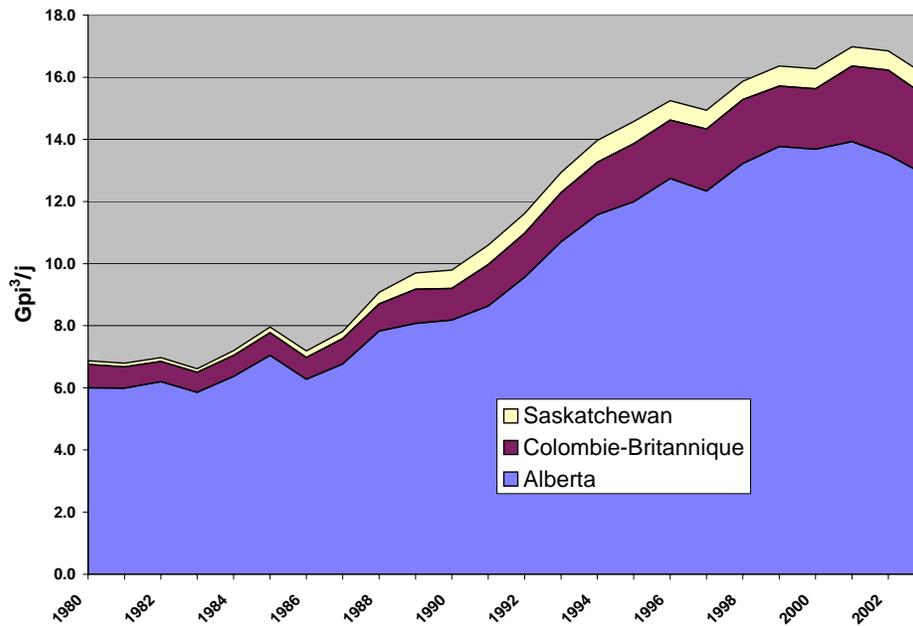


Tableau 7
Production sèche annuelle moyenne mise en marché – BSOC
Gpi³/j

	Alberta	C.-B.	Saskatchewan	Territoires	Total
Production annuelle moyenne					
1999	13.90	2.10	0.75	0.01	16.76
2000	13.90	2.17	0.77	0.05	16.88
2001	14.00	2.53	0.77	0.11	17.40
2002	13.67	2.73	0.77	0.09	17.26
2003	13.33	2.58	0.83	0.07	16.82
2004	13.36	2.61	0.85	0.05	16.87
Fluctuation annuelle moyenne					
2000	-0.01	0.07	0.02	0.04	0.12
2001	0.10	0.36	0.00	0.05	0.52
2002	-0.33	0.21	0.01	-0.02	-0.14
2003	-0.33	-0.15	0.06	-0.02	-0.44
2004	0.02	0.02	0.02	-0.02	0.05

Source : Analyse de la base de données sur la moyenne des niveaux des puits d'EEA jusqu'au milieu de 2004 et des données de Statistique Canada jusqu'en décembre 2004. Données de production albertaine ajustées en fonction des cycles de l'entreposage. Production ajustée en fonction des éléments bail et usine en vue de l'équivalence avec les séries américaines.

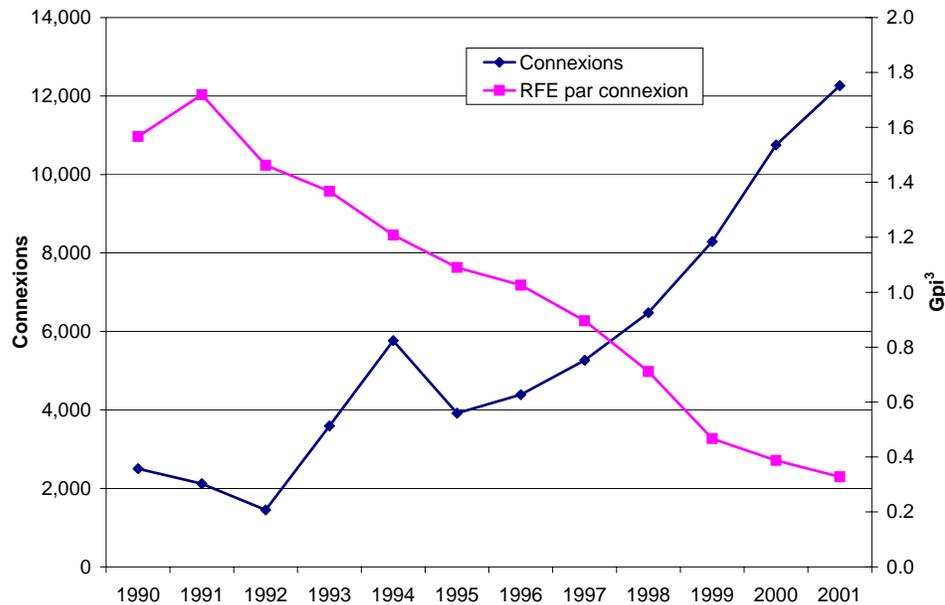
4.2.3 Récupération par puits gazier

Dans le cadre de l'étude 2003 du National Petroleum Council (NPC), EEA a étudié les données et tendances de productivité et de récupération des puits dans le BSOC, évaluant notamment des données anciennes de production pour les complétions gazières dans le BSOC. Les mesures standard de la qualité des complétions gazières comprennent la RFE (récupération finale estimée) par puits et la productivité initiale du puits. La productivité initiale se mesure au taux moyen en Mpc/j au cours de la première année de production.

Les Figures 17 et 18 illustrent la baisse appréciable de la récupération par nouveau puits gazier dans le BSOC depuis 1990. Comme nous l'avons déjà dit, cette baisse résulte surtout du ciblage, par l'industrie, de puits peu profonds à faible récupération dans la partie sud-est de l'Alberta. Les forages conventionnels, plus profonds, ne sont pas assez productifs pour compenser cette tendance. La Figure 17 montre que, bien que les connexions annuelles de puits soient passées de 2 500 à plus de 12 000, la RFE par puits est passée de 1,6 Gpi³ par puits à seulement 328 Mpc par puits en 2001, tandis que la productivité moyenne initiale des puits diminuait, passant de quelque 900 mpc/j à moins de 500, comme l'illustre la Figure 18.

La Figure 19 illustre la productivité déclinante des puits du BSOC complétés depuis 1990. Elle montre que les puits les plus récents ont tout à la fois une productivité initiale inférieure et moins de potentiel à long terme. Les courbes déclinantes plus abruptes de gauche représentent les puits plus récents. Ces puits ont un taux initial plus faible et un taux de déclin plus marqué.

Figure 17
Connexions gazeuses du BSOC et récupération finale estimée (RFE) par connexion



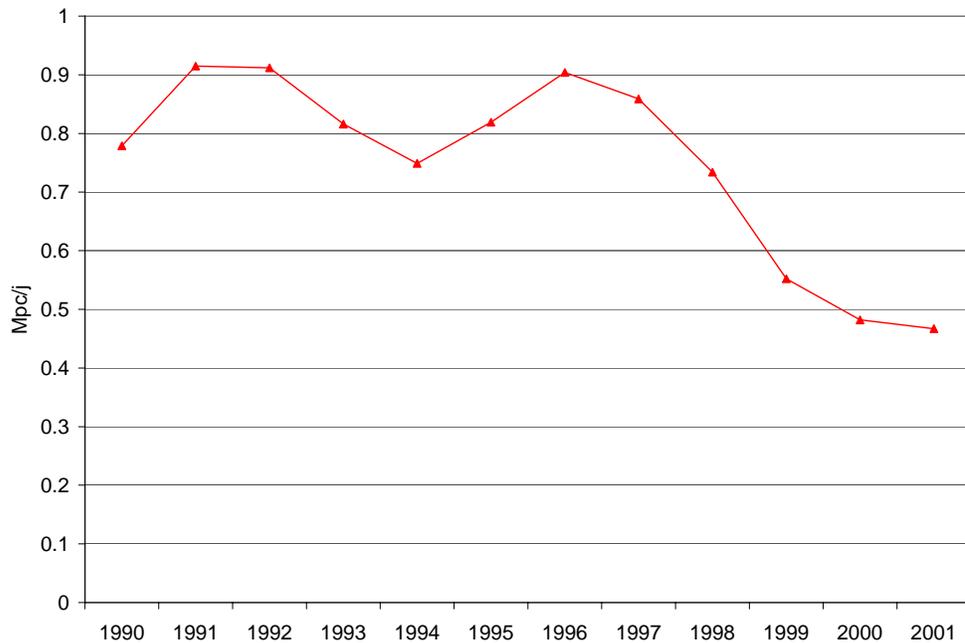
4.2.4 Activités liées au méthane de gisement houillé

L'activité de développement du méthane de gisement houillé est en expansion très rapide en Alberta, après des années de conjectures sur ses chances de devenir commerciale et sur le moment où elle y parviendrait. Comme le montre le Tableau 8, plus de 2 300 complétions de puits de méthane de gisement houillé avaient été documentées dans le BSOC à la fin de 2004 et le taux actuel de production se situe à environ 225 Mpc/j, partant de 3 000 puits (les estimations d'EEA proviennent de sources de l'industrie). D'après les publications spécialisées de l'industrie, il y aura en 2005, 3 000 autres complétions gazeuses.

Les principales zones de développement comprennent le champ Palliser et le canyon Horseshoe. Encana dispose de plus de 900 Gpi³ de réserves prouvées de méthane de gisement houillé, de 2 Tpi³ de potentiel non comptabilisé et de 5 500 emplacements de puits dans la région de Palliser²⁷. L'entreprise a foré 844 puits en 2003 et 2004. Une certaine partie de l'activité de complétion comprend les recomplétions de puits gazeux et pétroliers conventionnels. La production de l'entreprise s'est élevée en moyenne à 17 Mpc/j en 2004 et on s'attend à ce qu'elle atteigne 60 Mpc/j cette année.

²⁷ Source : Encana Inc. à l'adresse www.Encana.com/operations/upstream/ca_coal_methane.html.

Figure 18
Productivité initiale des puits du BSOC



Plusieurs autres formations de méthane de gisement houillé ont été moins actives. C'est le cas notamment de la section profonde du Crétacé Mannville, qui a un pourcentage élevé du méthane de gisement houillé total en place dans le bassin, et il semble que 300 puits d'essai ou plus soient en cours d'évaluation par MGV Energy Inc. et par d'autres. La section Mannville, cependant, présente des coûts de puits nettement plus élevés, moins de perméabilité et un risque de présence de CO₂.

Dans le bloc Palliser, le puits moyen produit de 90 à 140 mpc/j et certains puits produisent 250 mpc/j ou davantage²⁸. Dans le canyon Horseshoe, certains puits ont atteints des taux initiaux de production de 400 mpc/j ou plus.

²⁸ Source : MGV Energy Inc.

Figure 19

Taux des puits gaziers du BSOC vs. production cumulative, par classe de génération de connexion – gaz brut, gaz de puits

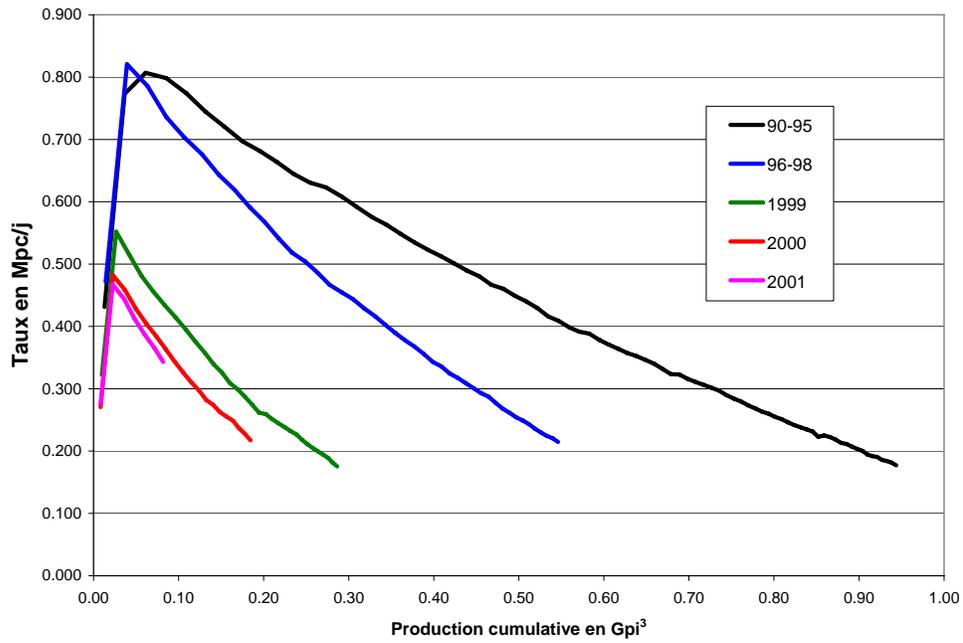


Tableau 8
Données historiques sur les complétions et sur la production des puits de MH de l'Alberta

Année	Complétions annuelles	Production annuelle de MH en mpc/j	Moyenne des puits producteurs	Taux moyen estimé des puits en mpc
1999	25	1		
2000	50	5		
2001	100	14		
2002	125	29		
2003	700	68		
2004	1,500	110	1,467	75
2005	3,000	225	3,000	75

Sources : exposé sur diapositives donné par Tom Byrnes de l'EUB, printemps 2004
 Article paru dans Gas Daily, 30 décembre 2004
 Article paru dans Oil and Gas Investor, juin 2004
 Article paru dans Oilweek, février 2005

4.3 Ressources gazières du BSOC

4.3.1 Réserves prouvées et récupération finale

Le BSOC contient plus de 95 % du total des réserves gazières canadiennes (associées et non associées), avec 55 Tpi³ de réserves prouvées sur un total de 57 Tpi³ (au 1^{er} janvier 2004). Il y a en Alberta 43 Tpi³ de réserves consistant en 9 Tpi³ de réserves gazières associées et en 34 Tpi³ de réserves de puits gaziers (voir le Tableau 9). La Colombie-Britannique a 9,2 Tpi³ de réserves et la Saskatchewan, 3,1 Tpi³. Les territoires continentaux (Yukon) disposent de 0,4 Tpi³ de réserves.

Tableau 9 Réserves restantes établies de gaz commercialisable au Canada en 2003

Gpi³ à 14.65 psia et 60 °F

	Réserves restantes au 2002-12-31	Ajouts bruts de 2003	Production nette de 2003*	Réserves restantes au 2003-12-31		Réserves restantes	Changements nets aux réserves survenus en 2003
				Non-associés	Associés/Soln		
GAZ NATUREL							
Colombie-Britannique	9,039	1,116	930	8,789	436	9,225	186
Alberta	44,458	2,785	4,695	33,570	8,978	42,548	(1,910)
Saskatchewan	2,721	646	247	3,042	77	3,119	398
Ontario	405	20	14	411	0	411	6
Québec	4	0	0	4	0	4	0
Nouveau-Brunswick	0	0	0	0	0	0	0
Territoires continentaux	449	22	29	401	41	442	(7)
Exploitation extracôtière dans l'est	1,993	(1,012)	154	828	0	828	(1,165)
GAZ NATUREL COMMERCIALISABLE							
TOTAL	59,069	3,577	6,069	47,045	9,532	56,577	(2,492)

*Estimation préliminaire comprenant les injections et retraits des installations de stockage. La production est corrigée en fonction des injections, y compris le recyclage du gaz et les injections de fluides miscibles dans les hydrocarbures. Les corrections à la production cumulative de l'année précédente font partie des ajouts bruts.

Remarque : en raison de l'arrondissement des conversions, les totaux peuvent ne pas être justes.

Source: CAPP

4.3.2 Réserves gazières non prouvées et non découvertes

Le Tableau 10 montre que les récupérations finales prouvées du BSOC (production cumulative plus réserves prouvées) s'élèvent à environ 193 Tpi³. Cela se compare au total américain de plus de 1 100 Tpi³. Le Tableau 10 résume également les estimations actuelles d'EEA quant à la base totale de ressources gazières sèches commercialisables non prouvées et non découvertes du BSOC. Les ressources non prouvées sont classées dans les catégories *En croissance* (appréciation de la réserve), *Nouveaux champs* (conventionnels), *Argile litée* et *Méthane de gisement houillé*.

Tableau 10 Estimation d'EEA quant aux réserves gazières et à la récupération finale dans le BSOC (Gpi³)

Réserves gazières et récupération finale dans le BSOC
Gpi³ mis en marché

	Cumulatif au 1-1-02	Production de 2002	Production de 2003	Cumulatif au 1-1-04	Réserves au 1-1-04	Récupération finale au 1-1-04
Alberta	105,815	4,927	4,695	115,437	42,548	157,985
Saskatchewan	5,007	228	247	5,482	3,119	8,601
Sous-total	110,822	5,155	4,942	120,919	45,667	166,586
Colombie-Britannique	14,716	995	930	16,641	9,225	25,866
Territoires du Nord-Ouest	447	34	29	510	442	952
Sous-total	15,163	1,029	959	17,151	9,667	26,818
Total du BSOC	125,985	6,184	5,901	138,070	55,334	193,404

Base de ressources restante – EEA

	Réserves prouvées	Croissance attendue des réserves prouvées	Nouveaux Champs	Méthane houillé	Argile	Total
Alb./Sask.	45,667	24,811	69,926	25,104	16,684	182,192
CB/TNO	9,667	3,270	22,655	4,007	0	39,599
Total du BSOC	55,334	28,081	92,581	29,111	16,684	221,791

Sources : ACPD pour les réserves prouvées, EEA et NPC pour les réserves non découvertes

La nouvelle évaluation des champs est une version modifiée de l'évaluation du Comité canadien du potentiel gazier. Les évaluations gazières du méthane de gisement houillé et de l'argile litée ont été développées dans le cadre de l'étude de 2003 du NPC et reposent sur plusieurs sources, y compris des cartes et tableaux de la Commission géologique du Canada (CGC) sur le gaz en place par mille carré.

Dernièrement, l'ONE a fait équipe avec l'Alberta Energy and Utility Board (EUB) pour préparer et mettre à jour une évaluation détaillée du potentiel de ressource conventionnelle de l'Alberta (*Alberta's Ultimate Potential for Natural Gas*, mars 2005). Ce rapport indiquait un potentiel de 62 Tpi³ additionnel de nouvelles ressources dans les champs de la province. Cela se compare aux 70 Tpi³ de potentiel, estimés par EEA, pour l'Alberta et la Saskatchewan.

Bien qu'il ne figure pas au tableau, le gaz non conventionnel a fait l'objet d'une modélisation avec récupération explicite aux puits et autres caractéristiques. Dans le cas du méthane de gisement houillé, les récupérations au puits, selon le modèle, vont de 300 à 800 Mpc par puits. La portion faible des récupérations au puits représente le développement actuellement en cours dans le canyon Horseshoe, tandis que la portion élevée des récupérations représente les charbons Mannville, dont la profondeur est beaucoup plus grande et dont la rentabilité n'a pas encore été démontrée.

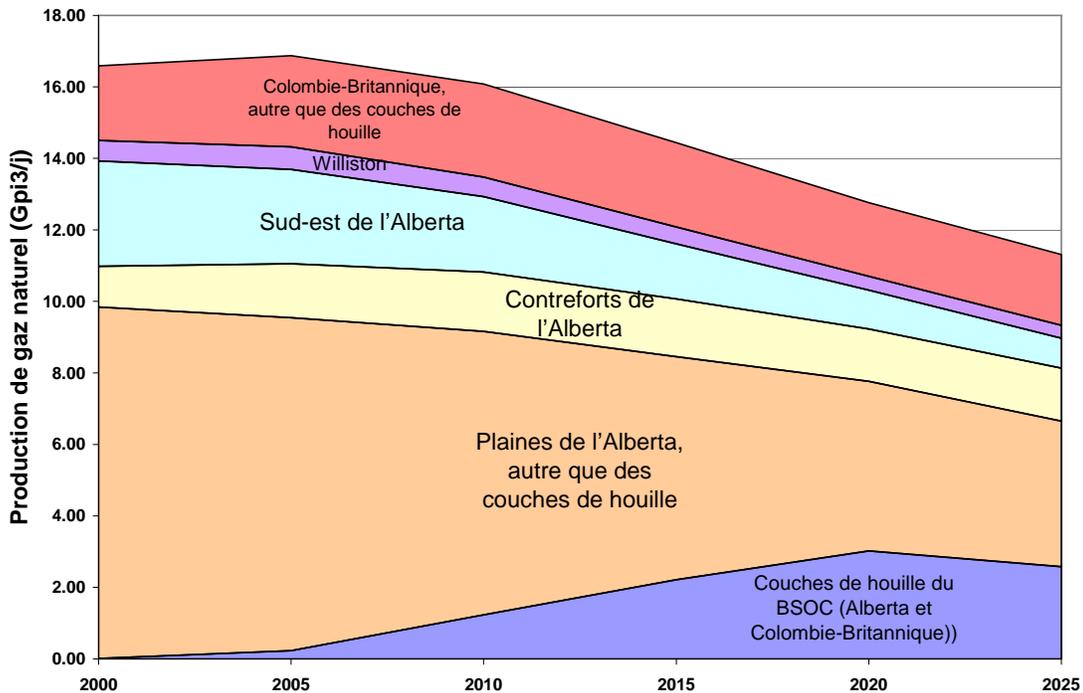
Ni les gaz d'argile litée, ni les ressources de gaz compact n'ont été pris en compte dans les estimations des gaz non conventionnels d'EEA. On sait que les gaz d'argile

litée constituent une vaste ressource de faible rendement et leur productivité future est incertaine. Les ressources de gaz compact font partie des nouveaux champs conventionnels.

4.4 Prévision de production dans le BSOC

La Figure 20 montre les prévisions d'EEA au chapitre de la production de gaz naturel dans le BSOC. Dans l'ensemble, les projections d'EEA indiquent que la production de l'Alberta et du BSOC ont atteint leur point culminant en 2001 et continueront de décliner pendant toute la période de la prévision, en dépit de l'éventuelle contribution à grande échelle du méthane de gisement houillé. EEA prévoit un déclin de la production gazière du BSOC, qui devrait passer du taux actuel de 16,9 Gpi³/j à 11,3 Gpi³/j d'ici 2025.

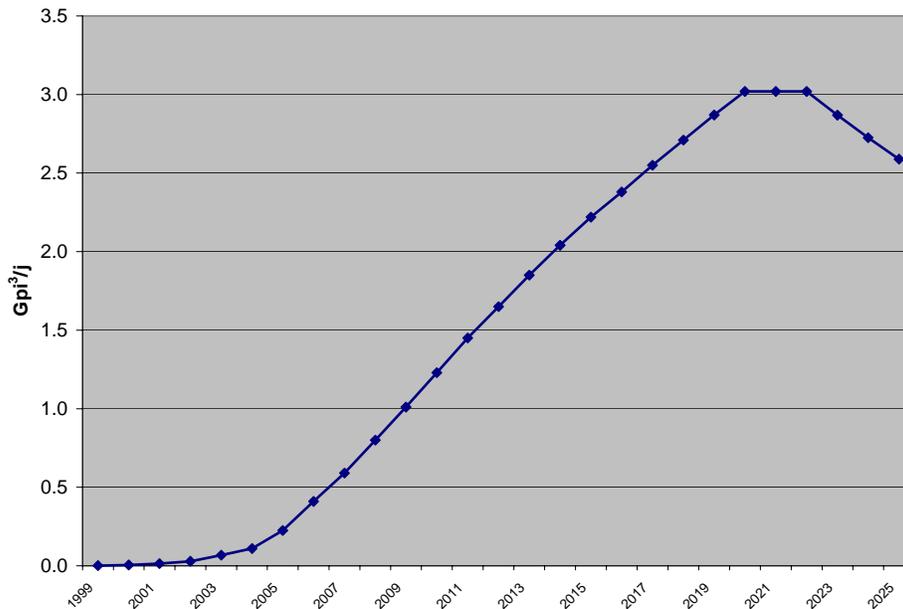
Figure 20
Projection du scénario de référence d'EEA quant à la production de gaz naturel du BSOC



Le déclin se produit surtout dans la production du sud-est de l'Alberta et dans la production de méthane autre que de houille des plaines albertaines. La production des contreforts de l'Alberta devrait augmenter avec des prix soutenus plus élevés pour le gaz. La production de gaz naturel de Colombie-Britannique continuera de croître jusqu'en 2008, avant d'entreprendre son déclin. Dans la région de la Colombie-Britannique, la production conventionnelle de zones comme celle de la formation Greater Sierra, dans les plaines, se maintiendra au moins pendant les cinq prochaines années.

La production de méthane de gisement houillé devrait augmenter substantiellement, atteignant un volume estimé de 2,7 Gpi³/j d'ici 2020 en Alberta et en Saskatchewan (Figure 21), avant de commencer à décliner. EEA prévoit aussi que la production de méthane de gisement houillé commencera en Colombie-Britannique d'ici 2010, EEA estime à l'heure actuelle que la production de méthane de gisement houillé de Colombie-Britannique pourrait atteindre un niveau de 300 Mpc/j. La production des contreforts de Colombie-Britannique devrait aussi se poursuivre et être fructueuse.

Figure 21
Prévision d'EEA quant à la production de méthane de gisement houillé du BSOC

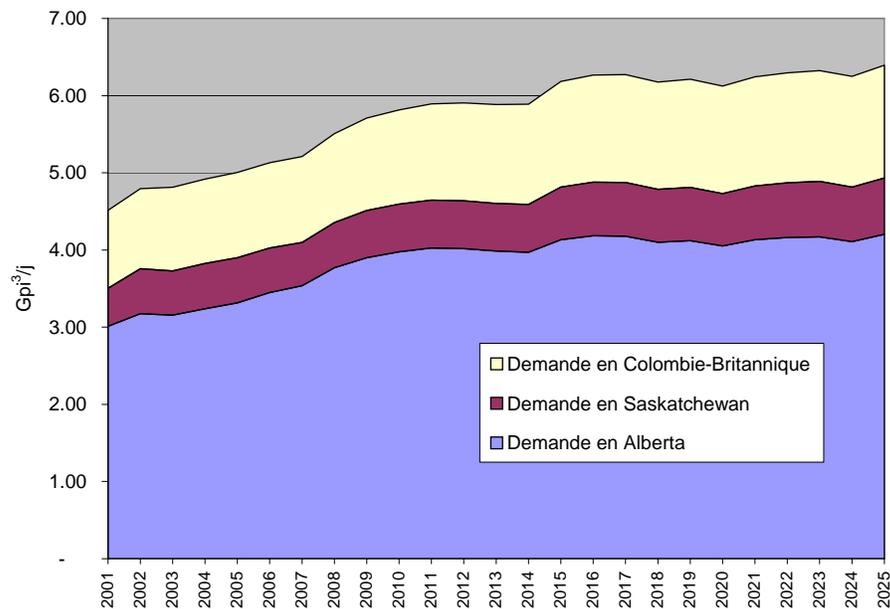


4.5 Prévision d'EEA quant à la demande dans l'ouest du Canada

EEA prévoit une importante hausse de la demande dans l'ouest du Canada (voir la Figure 22), la demande totale de gaz naturel en Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan croissant de plus de 0,9 Gpi³/j entre 2004 et 2010, de presque 1,3 Gpi³/j entre 2004 et 2015 et de 1,4 Gpi³/j d'ici 2025. La majeure partie de cette croissance devrait se produire en Alberta et viser à satisfaire aux besoins de mise en valeur des sables bitumineux²⁹.

²⁹ Sachant la valeur élevée du gaz naturel, les exploitants de sables bitumineux sont à la recherche d'approches substitutives de production nécessitant moins de gaz naturel. Cependant, l'utilisation du gaz naturel dans la mise en valeur des sables bitumineux génère ordinairement une cogénération d'électricité et par conséquent, toute réduction de l'utilisation du gaz pour les sables bitumineux devrait s'accompagner d'une hausse du besoin de gaz pour la production d'électricité. Tenant compte de la politique canadienne en matière d'émissions de CO₂, EEA croit probable que le besoin supplémentaire de production d'électricité soit satisfait par production thermique alimentée au gaz naturel. Ainsi, toute réduction de la demande de gaz en vue de la mise en valeur des sables bitumineux sera, du moins partiellement, compensée par la hausse de la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité.

Figure 22
Prévision d'EEA quant à la demande de gaz naturel dans l'ouest canadien



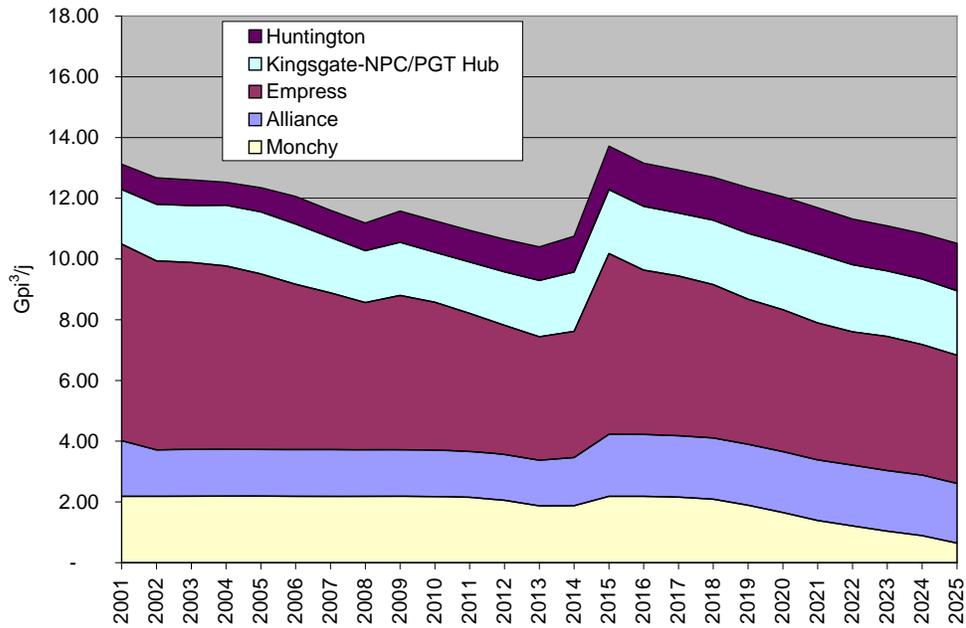
4.6 Prévision d'EEA quant au gaz naturel de l'ouest canadien disponible pour les marchés de l'est

La combinaison de la hausse de la demande et du déclin de la production dans l'ouest du Canada a un impact fondamental sur la quantité de gaz naturel de cette région qui sera vraisemblablement disponible à l'exportation. À relativement court terme, une partie de la croissance de la demande sera compensée par l'achèvement du gazoduc du delta du Mackenzie, qui devrait livrer 1 Gpi³/j de gaz naturel en Alberta à compter de novembre 2008 selon les scénarios Rabaska³⁰. Par contre, exception faite d'une période de deux ans suivant immédiatement l'achèvement du gazoduc de l'Alaska, le volume total de gaz naturel disponible à l'exportation depuis la Colombie-Britannique et l'Alberta devrait se situer sous le niveau actuel et décliner de façon constante (voir la Figure 23).

EEA ne s'attend pas à voir les débits de gaz naturel vers l'est, sur le réseau TransCanada, dépasser les niveaux actuels, même une fois le gazoduc de l'Alaska terminé.

³⁰ En septembre 2005, les annonces faites par l'industrie indiquaient que la mise en service du gazoduc du delta du Mackenzie avait été retardée tout au moins jusqu'en novembre 2010.

Figure 23
Prévision d'EEA quant aux débits de gaz naturel en
provenance de l'Alberta et de la Colombie-Britannique



5

IMPACTS DU GNL DE RABASKA SUR LES MARCHÉS QUÉBÉCOIS ET ONTARIEN DU GAZ NATUREL

EEA a préparé, pour la période de 2004 à 2025, trois prévisions alternatives des marchés gaziers nord-américains, dont les intrants sont identiques, exception faite de la quantité de GNL importée par Rabaska et de la destination alternative du GNL s'il n'est pas importé au Québec :

1. le scénario « GNL de Rabaska » comprend 500 Mpc/j d'importations de GNL au Québec à compter du 1^{er} janvier 2010;
2. le scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord » ne comprend pas d'importations de GNL au Québec et fait l'hypothèse que les approvisionnements de GNL qui alimenteraient le terminal du Québec sont non produites ou expédiées dans un marché à l'extérieur de l'Amérique du Nord;
3. le scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique » ne comprend pas d'importations de GNL au Québec mais fait l'hypothèse que les approvisionnements de GNL qui seraient livrés au Québec si le terminal était construit seraient plutôt livrés sur la côte du golfe du Mexique, augmentant de ce fait les importations de GNL par 500 Mpc/j à cet endroit. Selon ce scénario, le volume total de GNL présent en Amérique du Nord demeure le même que dans le cas du scénario « GNL de Rabaska », mais son emplacement diffère.

Les projections comprennent une prévision pour la demande du Québec et celle de l'Ontario, ventilées selon le secteur (résidentiel, commercial, industriel et de production d'électricité) ainsi que selon les projections de prix du gaz naturel à Henry Hub, Chicago, AECO, Dawn, Niagara, Iroquois et autres.

Les trois scénarios reposent sur la projection du scénario de référence d'avril 2005 d'EEA, qui comprend 500 Mpc/j d'importations de GNL au Québec, en modérant la demande industrielle québécoise et en ajustant la demande gazière ontarienne visant la production d'électricité pour tenir compte des conversions de la capacité de production alimentée au charbon annoncées avant l'achèvement de la présente analyse. Les trois scénarios servent à produire deux comparaisons visant à évaluer l'impact du GNL de Rabaska sur les marchés gaziers du Québec et de l'Ontario. Le scénario « GNL de Rabaska » constitue le scénario de référence des deux comparaisons. La première comparaison se fait entre le scénario « GNL de Rabaska » et le scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord ». La

deuxième comparaison met en présence le scénario « GNL de Rabaska » et le scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique ».

5.1 Hypothèses des scénarios

Les prévisions d'EEA ont été montées à l'aide de deux modèles, le Système de données et de prévisions sur le marché gazier (SDPMG) et le Modèle d'approvisionnement en hydrocarbures (MAH). Le SDPMG projette la demande, l'offre, le prix, la capacité et le débit des gazoducs, l'activité et la capacité de stockage du gaz naturel dans plus de 110 régions nord-américaines du marché gazier. Il repose sur le MAH pour la projection de base des tendances fondamentales de l'approvisionnement à long terme. Les projections de base de l'activité et de la capacité de livraison du MAH sont modifiées dans le SDPMG, d'après l'offre et la demande, les prix projetés à la tête des puits et les niveaux résultant d'activités en amont. Une description plus poussée du système de modélisation d'EEA est présentée à l'annexe A.

Les trois scénarios font état du maintien des conditions actuelles du marché gazier nord-américain loin dans le futur. Il en ressort surtout que l'équilibre entre l'offre et la demande de gaz naturel demeure serré et que les prix du gaz naturel demeurent relativement élevés dans le temps, comparativement aux prix des années 1990. La demande nord-américaine de gaz naturel continue de croître, soutenue par une hausse robuste de la consommation de gaz aux fins de la production de l'électricité nécessaire à la satisfaction des besoins croissants. Les prix à long terme du pétrole brut reculent à 35 \$ le baril (en \$ US de 2004), mais demeurent élevés dans le contexte historique. Les prix relativement élevés du pétrole tendent à décourager le passage significatif du gaz naturel au pétrole au-dessus des niveaux actuels. D'autre part, on suppose que le passage du gaz au pétrole continuera d'être limité à cause de l'infrastructure pétrolière dans plusieurs régions³¹. Cependant, la situation pourrait être différente dans certaines régions où les installations pétrolières et les lois environnementales n'interdisent pas le passage d'un combustible à l'autre.

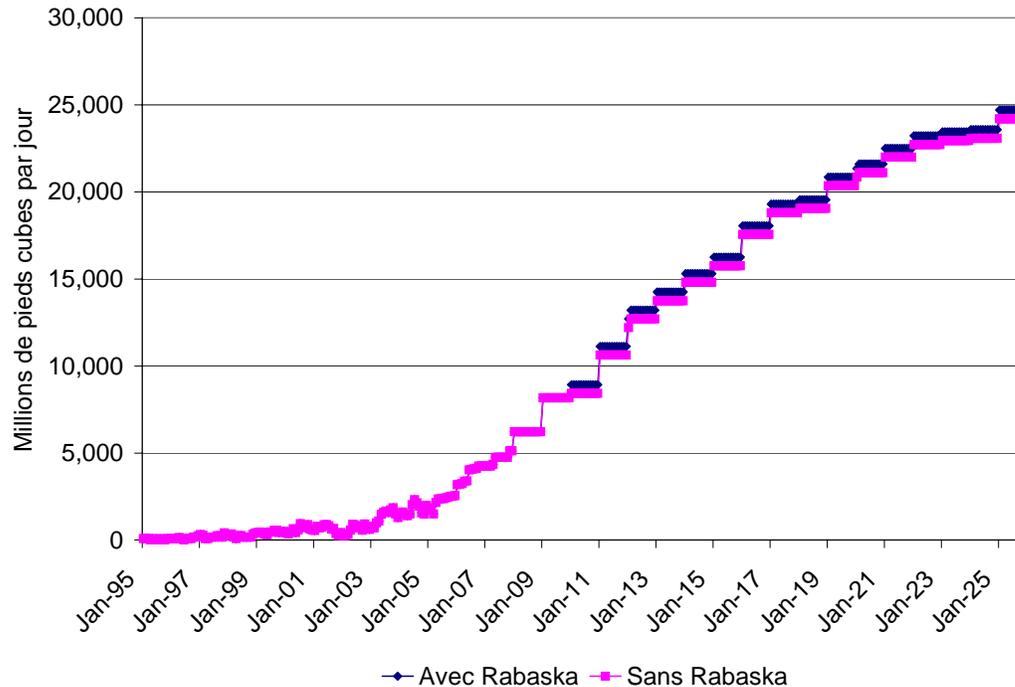
Du côté de l'offre, les trois scénarios montrent que les approvisionnements gaziers nord-américains conventionnels ont peine à soutenir le rythme de la demande croissante, ce qui entraîne une dépendance accrue envers de nouveaux approvisionnements gaziers. En 2025, les importations de GNL vers les États-Unis et le Canada auront atteint presque 25 Gpi/j (voir la Figure 23). Tous les scénarios supposent l'achèvement du gazoduc du delta du Mackenzie en novembre 2008³² et du gazoduc de l'Alaska en novembre 2014.

³¹ Une quantité importante d'infrastructures, dont font partie le raffinage, le matériel de manutention, les réservoirs, les barges et les oléoducs serait nécessaire pour permettre des niveaux appréciables de combustion du pétrole dans les secteurs industriel et de production d'électricité. L'obtention des approbations et permis environnementaux nécessaires à la combustion de quantités importantes de pétrole constituerait une tâche difficile et ardue au vu du climat actuel en matière d'environnement en Amérique du Nord.

³² Des annonces récentes de l'industrie indiquent que la mise en service du gazoduc du delta du Mackenzie sera retardée jusqu'à, au bas mot, novembre 2010.

Figure 24 Imports totales de GNL aux États-Unis et au Canada³³

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.



5.2 Impact du GNL de Rabaska sur les prix projetés du gaz naturel

5.2.1 Prix nord-américains du gaz naturel selon le scénario de référence

Les trois scénarios de Rabaska sont des scénarios de « pression de la demande » : la demande de gaz augmente avec le temps, largement par suite de son utilisation croissante pour la production d'électricité. Comme les zones de production parvenues à maturité ont été fortement exploitées, le marché gazier nord-américain dépend davantage de nouvelles sources d'approvisionnement comme l'importation de GNL. L'équilibre entre l'offre et la demande de gaz naturel demeure serré dans ce contexte, menant à des prix beaucoup plus élevés que ceux des années 1990, moment où l'équilibre subissait moins de pressions. La projection de prix du gaz naturel du scénario de référence d'EEA pour les marchés clés d'Amérique du Nord, du Québec et de l'Ontario figure au Tableau 11³⁴. Les prix qui y sont montrés reposent sur 500 Mpc/j d'importations de GNL au Québec.

³³ Les importations nord-américaines totales de GNL sont les mêmes dans les scénarios « GNL de Rabaska » et « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique ».

³⁴ Les modèles d'EEA sont chiffrés en dollars américains. À moins d'indication contraire, tous les prix signalés et toutes les valeurs de dépense de la présente partie du rapport ont été convertis à la monnaie canadienne au taux annuel moyen, pour 2004, de 1,31 publié par la Banque du Canada.

Tableau 11 Prix nord-américains projetés du gaz naturel avec Rabaska

\$ C/MBtu – Dollars réels de 2004

	Centre de l'Ontario	Est de l'Ontario et Québec	Waddington /Iroquois	East Hereford	Henry Hub	Chicago	AECO	Dawn
2005	8.94	9.54	9.48	9.62	8.49	8.60	7.20	8.88
2006	9.78	9.94	9.87	10.01	9.17	9.37	8.04	9.64
2007	11.34	11.50	11.44	11.58	10.64	10.90	9.76	11.19
2008	9.00	9.15	9.09	9.22	8.31	8.57	7.76	8.83
2009	6.98	7.14	7.08	7.22	6.30	6.55	5.68	6.79
2010	7.78	7.87	7.80	7.94	7.10	7.35	6.68	7.59
2011	7.61	7.72	7.66	7.79	7.01	7.28	6.74	7.50
2012	8.24	8.35	8.29	8.42	7.59	7.90	7.44	8.14
2013	8.82	8.94	8.88	9.01	8.09	8.46	7.99	8.71
2014	9.28	9.40	9.34	9.48	8.50	8.91	8.38	9.16
2015	7.09	7.19	7.13	7.27	6.39	6.70	5.47	6.96
2016	7.17	7.24	7.18	7.32	6.35	6.72	5.93	6.99
2017	7.42	7.49	7.42	7.56	6.54	6.93	6.21	7.23
2018	8.72	8.79	8.72	8.86	7.77	8.21	7.58	8.52
2019	8.61	8.70	8.63	8.77	7.52	8.10	7.56	8.42
2020	9.70	9.78	9.71	9.85	8.48	9.16	8.64	9.50
2021	8.56	8.67	8.61	8.75	7.40	8.10	7.62	8.40
2022	8.38	8.48	8.42	8.56	7.13	7.90	7.48	8.21
2023	8.46	8.56	8.49	8.63	7.25	7.97	7.56	8.27
2024	9.30	9.41	9.34	9.48	8.01	8.81	8.44	9.12
2025	8.41	8.53	8.46	8.60	6.88	7.91	7.57	8.23
Prix moyen								
2010 - 2015	8.14	8.25	8.18	8.32	7.45	7.77	7.12	8.01
2016 - 2020	8.33	8.40	8.33	8.47	7.33	7.82	7.18	8.13
2021 - 2025	8.60	8.73	8.66	8.80	7.33	8.14	7.73	8.45
2010 - 2025	8.35	8.44	8.38	8.52	7.38	7.90	7.33	8.18

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.
Taux de change de 2004 = 1.31 \$ CAN par \$ US

EEA s'attend au maintien d'une volatilité marquée des prix du gaz dans le futur. Bien que l'on prédise des hausses des importations de GNL aux cinq terminaux actuellement actifs en Amérique du Nord, les prix pratiqués à AECO et Henry Hub devraient continuer d'augmenter jusqu'en 2007. D'ici 2009, les prix de Henry Hub devraient revenir à 6,30 \$ CAN/MBtu à mesure qu'entreront en service les nouveaux terminaux d'importation de GNL sur la côte du golfe du Mexique et en comptant avec le début de l'exploitation du gazoduc du delta du Mackenzie, en novembre 2008³⁵. Toute réduction, cependant, des prix du gaz pourrait être retardée ou amoindrie si l'entrée en service des terminaux de GNL est retardée ou si les volumes n'atteignent pas les niveaux supposés dans les scénarios Rabaska, ou encore si le projet du delta du Mackenzie ou celui de l'Alaska sont retardés.

Après la « première vague » de nouveaux terminaux de GNL, les prix à AECO devraient monter régulièrement jusqu'à la construction du gazoduc de l'Alaska, vers

³⁵ En septembre 2005, les annonces faites par l'industrie indiquaient que la mise en service du gazoduc du delta du Mackenzie avait été retardée jusqu'à, au bas mot, novembre 2010.

la fin de 2014. Selon le scénario de référence, les prix de AECO devraient atteindre 8,38 \$ CAN/MBtu. L'ajout de 4 Gpi/j de gaz de l'Alaska réduit les prix moyens annuels à AECO de presque 3 \$/MBtu et les prix à Henry Hub, de plus de 2 \$/MBtu. La fin de 2014 est probablement le moment le plus rapproché où on peut raisonnablement s'attendre à voir l'achèvement du projet du gazoduc de l'Alaska. Si le projet de l'Alaska n'est pas réalisé, des importations supplémentaires de GNL seront vraisemblablement nécessaires pour équilibrer le marché. La volatilité des prix du gaz naturel après 2015 dépend largement de la quantité de nouvelles importations de GNL arrivant dans le marché nord-américain chaque année.

De 2010 à 2025, les prix à la plate-forme AECO devraient être en moyenne de 7,33 \$ CAN/MBtu en comptant avec le GNL de Rabaska. Pendant la même période, les prix à Henry Hub devraient s'établir en moyenne à 7,38 \$ CAN/MBtu³⁶.

5.2.2 Impact de Rabaska sur le prix du gaz naturel

Le GNL de Rabaska aura un impact substantiel sur les prix du gaz naturel au Québec et en Ontario. Les Tableaux 12 et 13 montrent la prévision de prix d'EEA pour les carrefours clés des deux scénarios sans GNL de Rabaska. Les différences entre les scénarios avec et sans GNL de Rabaska figurent aux Tableaux 14 et 15.

Quand on le compare au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord » (Tableau 14), le GNL de Rabaska devrait réduire les prix du gaz naturel au Québec d'une moyenne de 0,46 \$ CAN/MBtu entre 2010 et 2025. Les prix du gaz devraient baisser de 0,41 \$ CAN/MBtu dans le centre de l'Ontario pendant la même période.

Les nouveaux approvisionnements de GNL du terminal de Rabaska feront également baisser tous les prix nord-américains du gaz naturel. Au cours de la période de quinze ans de 2010 à 2025, les réductions de prix résultant de l'ajout du GNL de Rabaska devraient être en moyenne de 0,31 \$ CAN/MBtu à Henry Hub, en dollars réels de 2004, et de 0,33 \$/MBtu à AECO.

Si le GNL passe sur la côte du golfe du Mexique au Québec, son impact sur l'ensemble des prix nord-américains sera beaucoup plus faible. Le déplacement du GNL du golfe du Mexique au Québec fait légèrement monter les prix à Henry Hub (de 0,04 \$ CAN en moyenne) en raison de la baisse d'approvisionnement dans cette région, tout en réduisant les prix à AECO de quelque 0,07 \$ CAN, en moyenne, par suite d'une petite réduction de la demande sur la côte est desservie par le gaz naturel du BSOC, causant une hausse des exportations du BSOC qui doivent emprunter des trajets légèrement plus dispendieux.

³⁶ Toutes les projections de prix reposent sur une hypothèse de normalité des conditions climatiques. Les écarts entre la température réelle et la température normale peuvent modifier de plusieurs dollars les prix moyens annuels par MBtu à la hausse ou à la baisse.

Tableau 12
Prix projetés du gaz naturel selon le scénario « Quantité
moins de GNL en Amérique du Nord »

\$ C/MBtu – Dollars réels de 2004

	Centre de l'Ontario	Est de l'Ontario et Québec	Waddington /Iroquois	East Hereford	Henry Hub	Chicago	AEC0	Dawn
2005	8.94	9.54	9.48	9.62	8.49	8.60	7.20	8.88
2006	9.78	9.94	9.87	10.01	9.17	9.37	8.04	9.64
2007	11.34	11.50		11.58	10.64	10.90	9.76	11.19
2008	9.00	9.15	9.09	9.22	8.31	8.57	7.76	8.83
2009	6.98	7.14	7.08	7.22	6.30	6.55	5.68	6.79
2010	8.57	8.76	8.70	8.83	7.82	8.09	7.38	8.36
2011	8.16	8.32	8.25	8.39	7.49	7.78	7.21	8.02
2012	8.75	8.91	8.85	8.99	8.04	8.37	7.89	8.62
2013	9.20	9.37	9.30	9.44	8.41	8.79	8.31	9.06
2014	9.62	9.79	9.73	9.86	8.78	9.20	8.66	9.47
2015	7.31	7.49	7.43	7.57	6.55	6.87	5.64	7.15
2016	7.57	7.82	7.76	7.90	6.67	7.05	6.25	7.35
2017	7.78	7.90	7.84	7.97	6.80	7.21	6.46	7.56
2018	9.20	9.33	9.27	9.40	8.15	8.61	7.95	8.96
2019	8.99	9.12	9.05	9.19	7.83	8.41	7.86	8.76
2020	10.09	10.22	10.16	10.30	8.78	9.48	8.94	9.84
2021	8.78	8.91	8.85	8.99	7.53	8.26	7.78	8.60
2022	8.75	8.88	8.82	8.96	7.36	8.19	7.77	8.53
2023	8.83	8.97	8.90	9.04	7.46	8.24	7.82	8.58
2024	9.72	9.86	9.79	9.93	8.31	9.15	8.77	9.49
2025	8.73	8.89	8.83	8.97	6.97	8.17	7.84	8.53
Prix moyen								
2010 - 2015	8.60	8.77	8.71	8.85	7.85	8.19	7.52	8.45
2016 - 2020	8.73	8.88	8.82	8.95	7.65	8.15	7.49	8.49
2021 - 2025	8.96	9.10	9.04	9.16	7.53	8.40	8.00	8.75
2010 - 2025	8.75	8.91	8.85	8.98	7.69	8.24	7.66	8.56

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.
Taux de change de 2004 = 1.31 \$ CAN par \$ US

Tableau 13
Prix projetés du gaz naturel selon le scénario « Hausse du
GNL sur la côte du golfe du Mexique »

\$ C/MBtu – Dollars réels de 2004

	Est de		Waddington /Iroquois	East Hereford	Henry		AECo	Dawn
	Centre de l'Ontario	l'Ontario et Québec			Hub	Chicago		
2005	8.94	9.54	9.48	9.62	8.49	8.60	7.20	8.88
2006	9.78	9.94	9.87	10.01	9.17	9.37	8.04	9.64
2007	11.34	11.50	11.44	11.58	10.64	10.90	9.76	11.19
2008	9.00	9.15	9.09	9.22	8.31	8.57	7.76	8.83
2009	6.98	7.14	7.08	7.22	6.24	6.55	5.68	6.79
2010	7.96	8.15	8.08	8.22	7.20	7.48	6.81	7.75
2011	7.70	7.85	7.79	7.93	7.02	7.32	6.78	7.55
2012	8.34	8.50	8.44	8.58	7.61	7.96	7.50	8.20
2013	8.91	9.08	9.01	9.15	8.09	8.49	8.04	8.76
2014	9.39	9.56	9.50	9.64	8.51	8.97	8.45	9.23
2015	7.18	7.37	7.31	7.45	6.39	6.74	5.54	7.02
2016	7.27	7.53	7.47	7.61	6.29	6.73	5.98	7.05
2017	7.56	7.68	7.62	7.76	6.50	6.97	6.26	7.32
2018	8.87	9.00	8.93	9.07	7.71	8.26	7.63	8.61
2019	8.72	8.85	8.79	8.93	7.47	8.13	7.59	8.49
2020	9.86	9.99	9.92	10.06	8.42	9.21	8.68	9.58
2021	8.65	8.78	8.72	8.85	7.29	8.11	7.64	8.46
2022	8.55	8.69	8.62	8.76	7.06	7.98	7.56	8.32
2023	8.66	8.80	8.74	8.87	7.20	8.05	7.64	8.39
2024	9.48	9.62	9.56	9.69	7.93	8.89	8.53	9.24
2025	8.62	8.78	8.72	8.86	6.75	8.03	7.72	8.41
Prix moyen								
2010 - 2015	8.25	8.42	8.36	8.49	7.47	7.82	7.19	8.09
2016 - 2020	8.46	8.61	8.55	8.68	7.28	7.86	7.23	8.21
2021 - 2025	8.77	8.93	8.87	9.01	7.25	8.21	7.82	8.56
2010 - 2025	8.48	8.64	8.58	8.71	7.34	7.96	7.40	8.27

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.
Taux de change de 2004 = 1.31 \$ CAN par \$ US

Cependant, même si on le compare au scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique », le GNL de Rabaska devrait réduire de beaucoup les prix du gaz naturel au Québec et en Ontario. Il fera baisser les prix du gaz naturel, au Québec, d'une moyenne de 0,20 \$/MBtu (en dollars réels de 2004) entre 2010 et 2025. Les prix du gaz devraient décliner de 0,13 \$/MBtu dans le centre de l'Ontario pendant la même période.

Les prix moyens annuels marginaux du gaz naturel au Québec, selon les trois scénarios, sont fournis à la Figure 25. Le prix annuel moyen de la région d'approvisionnement, à AECo, pour les trois scénarios, est indiqué à la Figure 26.

Tableau 14
Impact du GNL de Rabaska sur les prix du gaz naturel par
rapport au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique
du Nord »

\$ C/MBtu – Dollars réels de 2004

	Centre de l'Ontario	Est de l'Ontario et Québec	Waddington /Iroquois	East Hereford	Henry Hub	Chicago	AECO	Dawn
2005	-	-	-	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	(0.79)	(0.89)	(0.89)	(0.89)	(0.72)	(0.74)	(0.71)	(0.77)
2011	(0.55)	(0.60)	(0.60)	(0.60)	(0.49)	(0.51)	(0.48)	(0.53)
2012	(0.52)	(0.56)	(0.56)	(0.56)	(0.45)	(0.47)	(0.45)	(0.49)
2013	(0.38)	(0.43)	(0.43)	(0.43)	(0.32)	(0.34)	(0.32)	(0.35)
2014	(0.34)	(0.39)	(0.39)	(0.39)	(0.28)	(0.30)	(0.28)	(0.31)
2015	(0.21)	(0.30)	(0.30)	(0.30)	(0.16)	(0.17)	(0.16)	(0.19)
2016	(0.40)	(0.58)	(0.58)	(0.58)	(0.32)	(0.34)	(0.32)	(0.36)
2017	(0.36)	(0.42)	(0.42)	(0.42)	(0.26)	(0.28)	(0.26)	(0.32)
2018	(0.48)	(0.54)	(0.54)	(0.54)	(0.38)	(0.40)	(0.37)	(0.43)
2019	(0.38)	(0.42)	(0.42)	(0.42)	(0.30)	(0.32)	(0.31)	(0.34)
2020	(0.39)	(0.45)	(0.45)	(0.45)	(0.30)	(0.32)	(0.30)	(0.34)
2021	(0.21)	(0.24)	(0.24)	(0.24)	(0.13)	(0.17)	(0.16)	(0.20)
2022	(0.37)	(0.40)	(0.40)	(0.40)	(0.23)	(0.29)	(0.28)	(0.32)
2023	(0.37)	(0.41)	(0.41)	(0.41)	(0.22)	(0.27)	(0.26)	(0.30)
2024	(0.42)	(0.45)	(0.45)	(0.45)	(0.30)	(0.34)	(0.33)	(0.37)
2025	(0.32)	(0.36)	(0.36)	(0.36)	(0.09)	(0.26)	(0.27)	(0.30)
Prix moyen								
2010- 2015	(0.47)	(0.53)	(0.53)	(0.53)	(0.40)	(0.42)	(0.40)	(0.44)
2016- 2020	(0.40)	(0.48)	(0.48)	(0.48)	(0.31)	(0.33)	(0.31)	(0.36)
2021- 2025	(0.36)	(0.37)	(0.38)	(0.36)	(0.21)	(0.26)	(0.27)	(0.30)
2010- 2025	(0.41)	(0.46)	(0.46)	(0.46)	(0.31)	(0.34)	(0.33)	(0.37)

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.
Taux de change de 2004 = 1.31 \$ CAN par \$ US

Tableau 15
Impact du GNL de Rabaska sur les prix du gaz naturel par
rapport au scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du
Mexique »³⁷

\$ C/MBtu – Dollars réels de 2004

	Centre de l'Ontario	Est de l'Ontario et Québec	Waddington /Iroquois	East Hereford	Henry Hub	Chicago	AECO	Dawn
2005	-	-	-	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	0.06	-	-	-
2010	(0.18)	(0.28)	(0.28)	(0.28)	(0.10)	(0.13)	(0.14)	(0.16)
2011	(0.09)	(0.13)	(0.13)	(0.13)	(0.01)	(0.04)	(0.05)	(0.06)
2012	(0.10)	(0.15)	(0.15)	(0.15)	(0.02)	(0.06)	(0.07)	(0.07)
2013	(0.09)	(0.14)	(0.14)	(0.14)	0.00	(0.04)	(0.05)	(0.05)
2014	(0.11)	(0.16)	(0.16)	(0.16)	(0.01)	(0.06)	(0.07)	(0.07)
2015	(0.09)	(0.18)	(0.18)	(0.18)	0.00	(0.04)	(0.07)	(0.06)
2016	(0.10)	(0.29)	(0.29)	(0.29)	0.06	(0.02)	(0.05)	(0.06)
2017	(0.14)	(0.20)	(0.20)	(0.20)	0.04	(0.04)	(0.05)	(0.08)
2018	(0.15)	(0.21)	(0.21)	(0.21)	0.06	(0.04)	(0.05)	(0.09)
2019	(0.11)	(0.16)	(0.16)	(0.16)	0.05	(0.03)	(0.04)	(0.07)
2020	(0.15)	(0.21)	(0.21)	(0.21)	0.05	(0.05)	(0.04)	(0.08)
2021	(0.08)	(0.11)	(0.11)	(0.11)	0.11	(0.02)	(0.02)	(0.05)
2022	(0.17)	(0.20)	(0.20)	(0.20)	0.07	(0.07)	(0.08)	(0.11)
2023	(0.20)	(0.25)	(0.25)	(0.25)	0.05	(0.08)	(0.08)	(0.12)
2024	(0.18)	(0.21)	(0.21)	(0.21)	0.08	(0.08)	(0.09)	(0.12)
2025	(0.21)	(0.26)	(0.26)	(0.26)	0.13	(0.12)	(0.15)	(0.18)
Prix moyen								
2010 - 2015	(0.11)	(0.17)	(0.17)	(0.17)	(0.02)	(0.06)	(0.07)	(0.08)
2016 - 2020	(0.13)	(0.21)	(0.21)	(0.21)	0.05	(0.04)	(0.05)	(0.08)
2021 - 2025	(0.17)	(0.20)	(0.21)	(0.21)	0.08	(0.07)	(0.09)	(0.11)
2010 - 2025	(0.13)	(0.20)	(0.20)	(0.20)	0.04	(0.06)	(0.07)	(0.09)

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.
Taux de change de 2004 = 1.31 \$ CAN par \$ US

³⁷ Dans les projections de EEA, les changements d'importations de GNL dans les régions d'offre de gaz naturel devraient résulter en une modification des injections d'entreposage dans la période précédente. Donc, déplacer du GNL du Golfe du Mexique vers Rabaska en 2010 résulte en une augmentation des injections d'entreposage sur la Côte du golfe et d'un prix légèrement plus élevé à Henry Hub à l'été 2009. Une augmentation des retraits d'entreposage pendant la période d'hiver 2010 résulte en une augmentation totale du gaz disponible sur le marché nord-américain et en des prix légèrement plus bas à Henry Hub et dans les autres points de marché.

Figure 25
Prix projetés du gaz naturel au Québec
(\$ CAN de 2004 par MBtu)

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.

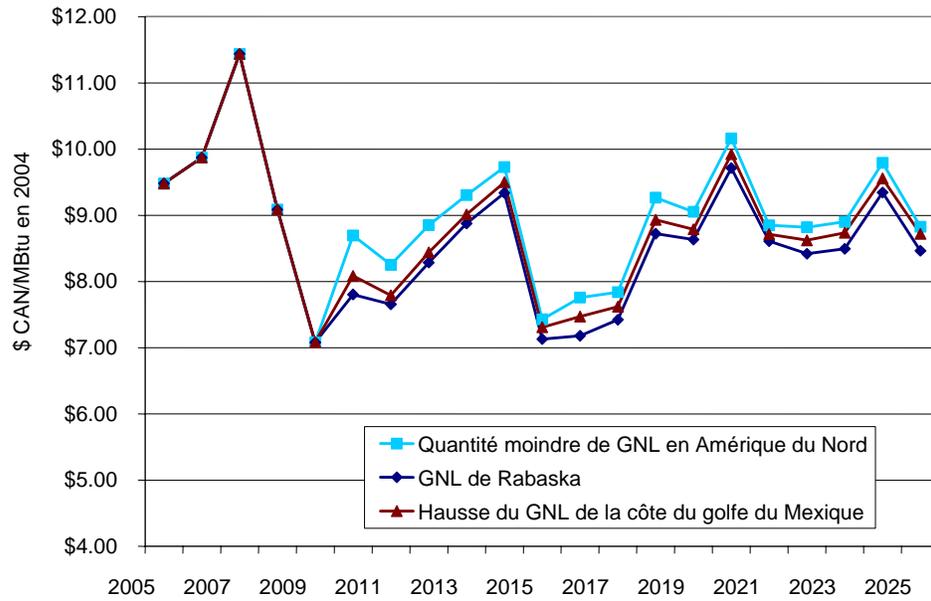
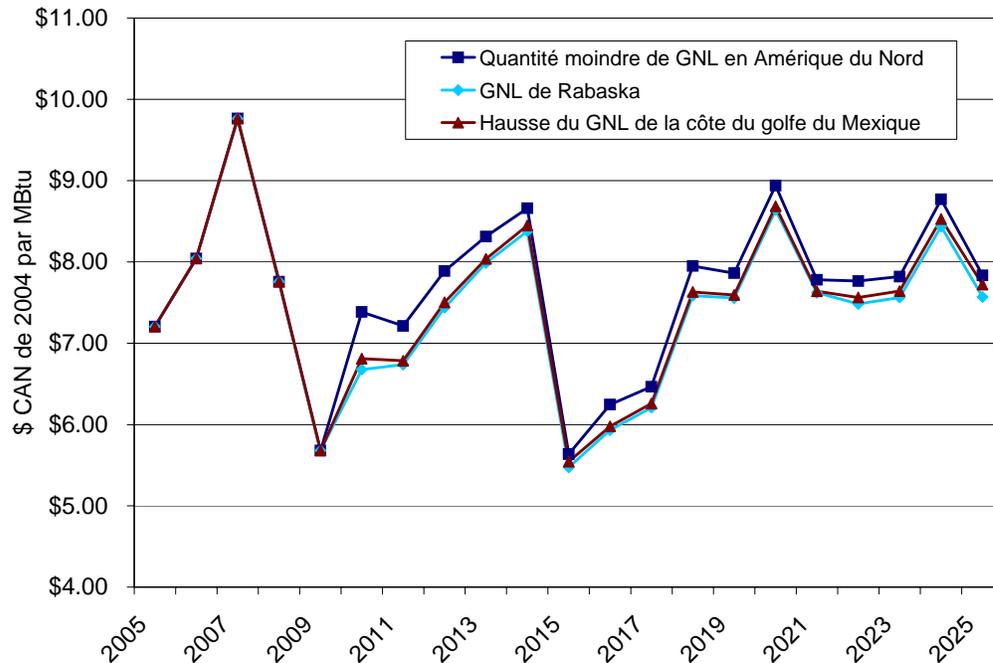


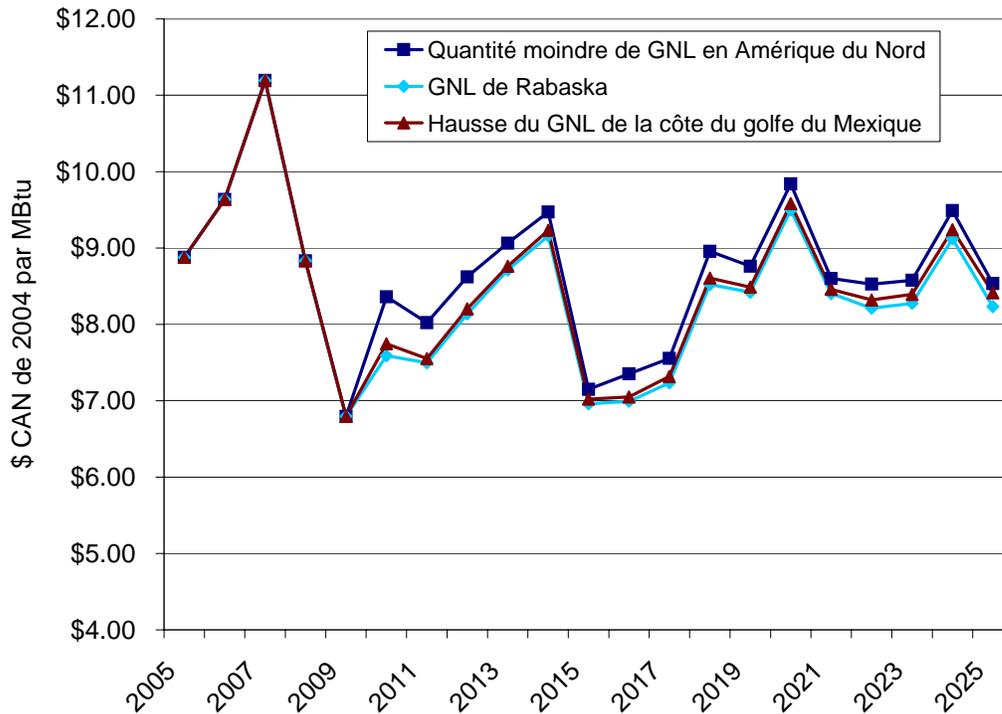
Figure 26
Prix projetés du gaz naturel à AECO
(\$ CAN de 2004 par MBtu)



Les prix projetés dans la région de Dawn sont représentatifs des échanges de gaz naturel dans la principale zone d'entreposage Ontario-Québec. Les prix à Dawn devraient se situer entre les prix à AECO et ceux du Québec et de l'Est de l'Ontario. Les prix moyens annuels marginaux du gaz naturel à Dawn, selon les trois scénarios, sont illustrés à la Figure 27. Les nouveaux approvisionnements du terminal de Rabaska réduiront les prix moyens annuels à Dawn d'une moyenne de 0,37 \$/MBtu si le GNL de Rabaska représente des approvisionnements nord-américains supplémentaires de GNL, et de 0,09 \$/MBtu si on prend pour hypothèse que le GNL de Rabaska aurait autrement été importé en Amérique du Nord via la côte du golfe du Mexique. Comme dans le cas des prix à AECO, à long terme, la production intérieure et la consommation de gaz naturel s'ajusteront pour modérer les prix de Dawn.

Figure 27
Prix projetés du gaz naturel à Dawn
(\$ CAN de 2004 par MBtu)

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.



5.2.3 Effet des conditions du marché sur les impacts de Rabaska sur les prix du gaz naturel

L'ampleur de la réduction de prix dans le marché nord-américain, résultant du scénario « GNL de Rabaska » relativement au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord » est plus marquée que l'impact sur les prix que l'on s'attendrait à constater dans un environnement où les prix du marché seraient plus bas. Aux niveaux de prix de ces scénarios (de 6 \$ CAN à 8 \$ CAN en dollars réels de 2004 à Henry Hub), il n'y a guère de souplesse dans le marché. La majeure partie de la demande ayant la capacité de passer à un autre combustible l'a déjà fait et la production est déjà maximisée. D'autre part, à ces niveaux de prix élevés, la baisse des prix n'a que peu d'effet sur la décision de choisir de produire de l'électricité par la combustion du charbon ou celle du gaz naturel. En conséquence, une modification relativement petite du marché peut à la marge avoir un grand impact sur les prix du gaz naturel. Les hausses de l'offre et les baisses de la demande vont produire une baisse marquée des prix du gaz naturel dans le marché nord-américain. Pour la même raison, toute hausse de la demande ou baisse de l'offre produit une hausse marquée des prix.

Au cours des six dernières années, EEA a constaté que l'impact de modifications relativement modestes dans l'équilibre global de l'offre et de la demande avaient des impacts significatifs sur les prix du gaz naturel correspondant aux impacts estimés du terminal de Rabaska. En 1999, par exemple, les estimations d'EEA indiquaient que l'offre de gaz naturel en Amérique du Nord dépassait la demande de presque 2 Gpi³/j, ce qui générait un prix moyen à Henry Hub de quelque 2,25 \$ US/MBtu. En 2002 l'offre dépassait la demande par moins de 1 Gpi³/j et les prix étaient en moyenne de 3,34 \$ US/MBtu; en 2004, l'offre ne dépassait la demande que de quelque 0,3 Gpi³/j et les prix à Henry Hub atteignaient en moyenne presque 6 \$ US/MBtu. (Voir la Figure 8, au chapitre 3 du présent rapport). Bien que le marché ait évolué rapidement pendant cette période et que les prix aient varié pour plusieurs raisons, les changements dans l'offre ont constitué un facteur important de la hausse des prix du gaz naturel.

Les fluctuations court terme de l'offre et la demande au cours des cinq dernières années, ont eu des effets comparables sur les prix. À titre d'exemple, l'ouragan Ivan a réduit l'offre totale de livraison de gaz naturel de quelque 1,75 Gpi³/j pendant les mois de septembre et d'octobre 2004, avec une moyenne 1,0 Gpi³/j pendant les six mois suivant immédiatement l'ouragan. Pendant la même période, le prix à Henry Hub a augmenté de quelque 0,86 \$ CAN (0,69 \$ US)/MBtu au cours des deux premiers mois après l'ouragan et avant le début de la saison hivernale de chauffage.

Selon le scénario « GNL de Rabaska », cette sensibilité des prix du marché est surtout liée à l'impact sur les prix du marché nord-américain, c'est-à-dire des prix à AECO et Henry Hub. Les impacts de prix de niveau régional sont moins sensibles à l'évolution des conditions d'ensemble du marché. Ces changements ont des effets sur le différentiel entre divers points. Le GNL de Rabaska réduit les prix du gaz naturel au Québec relativement aux grands marchés d'amont avoisinants (Chicago) de 0,13 \$/MBtu en moyenne, et réduit les prix du Québec relativement à l'ensemble du marché nord-américain (Henry Hub) de 0,16 \$ CAN, en moyenne, relativement au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord », et de 0,14 \$ et 0,24 \$ CAN relativement au scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique ». Ces baisses de prix relatifs reflètent l'amélioration globale de l'offre de gaz naturel et sa fiabilité, au Québec, attribuables à l'addition de GNL à la composition générale de l'approvisionnement.

5.3 Impact du GNL de Rabaska sur la consommation de gaz naturel dans le centre du pays

L'installation d'un terminal d'importation de GNL au Québec accroîtra légèrement la consommation de gaz naturel en Ontario et au Québec, surtout à cause de la baisse des prix. Relativement au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord », le GNL de Rabaska hausse la prévision d'EEA en matière de consommation de gaz au Québec et en Ontario d'une moyenne de 14,7 Gpi³/an, ou de 1 %. Cette valeur comprend une baisse projetée de la consommation de gaz de compression de gazoduc de 5 Gpi³, de sorte que la consommation annuelle finale de gaz naturel devrait augmenter de 19,7 Gpi³, ou 1,3 %. La majeure partie de la hausse se situe dans les secteurs industriel et de la production d'électricité, qui sont sensibles aux prix. Dans l'ensemble, on s'attend à ce que la consommation supplémentaire

régionale de gaz soit d'environ 8 % des 183 Gpi³/an d'approvisionnements supplémentaires qu'apporterait Rabaska au marché.

Les Tableaux 16 à 18 montrent la demande ontarienne et québécoise selon les trois scénarios. La différence entre les deux scénarios alternatifs, relativement au scénario « GNL de Rabaska », est illustrée aux Tableaux 19 et 20.

L'impact le plus appréciable sur la demande se produit pendant la première année des importations de GNL, soit 2010. La consommation supplémentaire de gaz naturel de la première année, dans le secteur de l'électricité, est principalement attribuable aux modulations à court terme résultant du changement dans les prix relatifs des combustibles. La différence de prix entre les scénarios diminue à mesure que le marché s'ajuste à cette offre plus élevée de sorte que l'effet sur la consommation de gaz du secteur industriel est plus marqué pendant la première année. Les autres secteurs réagissent plus lentement et l'impact plus important sur la consommation s'y produit à long terme. Il en résulte que les effets totaux, à court et à moyen termes, sur la consommation finiront pratiquement par s'équivaloir.

Comme le montre le Tableau 20, le déplacement des importations de GNL de la côte américaine du golfe du Mexique vers une nouvelle installation située au Québec fera légèrement monter la consommation de gaz naturel en Ontario et au Québec, surtout en raison du niveau plus faible des prix du gaz naturel dans ces provinces. L'impact, toutefois, sur la consommation de gaz naturel sera bien plus modeste que la différence entre les scénarios « GNL de Rabaska » et « Pas de GNL de Rabaska » en raison de leurs effets relativement moindres sur les prix du gaz naturel.

Tableau 16 Consommation projetée de gaz naturel par secteur, avec le GNL de Rabaska (Gpi³)

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.

Québec						2004-2015		2004-2025	
Secteur	2004	2010	2015	2020	2025	Delta	Croissance annuelle	Delta	Croissance annuelle
Résidentiel	27	27	28	30	31	1	0.3%	4	0.7%
Commercial	68	71	78	85	90	10	1.3%	22	1.3%
Industrie	126	116	122	97	105	-3	-0.3%	-20	-0.8%
Production d'électricité	0	36	42	49	57	42	N/A	57	N/A
<u>Autres</u>	<u>8</u>	<u>6</u>	<u>7</u>	<u>6</u>	<u>5</u>	-1	-1.2%	-3	-2.2%
Consommation totale	229	256	277	267	287	48	1.7%	58	1.1%

Ontario						2004-2015		2004-2025	
Secteur	2004	2010	2015	2020	2025	Delta	Croissance annuelle	Delta	Croissance annuelle
Résidentiel	356	339	358	379	393	2	0.1%	37	0.5%
Commercial	205	195	209	223	231	4	0.2%	26	0.6%
Industrie	349	327	335	295	313	-14	-0.4%	-36	-0.5%
Production d'électricité	169	228	311	344	445	142	5.7%	276	4.7%
<u>Autres</u>	<u>51</u>	<u>49</u>	<u>51</u>	<u>47</u>	<u>43</u>	0	0.0%	-8	-0.8%
Consommation totale	1,130	1,137	1,264	1,288	1,425	134	1.0%	295	1.1%

Amérique du Nord						2004-2015		2004-2025	
Secteur	2004	2010	2015	2020	2025	Delta	Croissance annuelle	Delta	Croissance annuelle
Résidentiel	5,519	5,963	6,261	6,609	6,772	742	1%	1,253	1.0%
Commercial	3,509	3,698	3,895	4,106	4,199	386	1%	690	0.9%
Industriel	8,532	8,373	8,595	8,760	9,278	63	0%	746	0.4%
Production d'électricité	4,953	8,085	10,954	12,073	12,319	6,001	7%	7,366	4.4%
<u>Autres</u>	<u>2,432</u>	<u>2,499</u>	<u>2,637</u>	<u>2,622</u>	<u>2,576</u>	205	1%	144	0.3%
Consommation totale	24,945	28,618	32,342	34,170	35,144	7,397	2%	10,199	1.6%

Tableau 17

Consommation projetée de gaz naturel par secteur selon le scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord » (Gpi³/an)

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.

Québec						2004-2015		2004-2025	
Secteur	2004	2010	2015	2020	2025	Delta	Croissance annuelle	Delta	Croissance annuelle
Résidentiel	27	27	28	30	31	1	0.3%	4	0.7%
Commercial	68	71	77	84	89	9	1.1%	21	1.3%
Industriel	126	111	120	93	102	-5	-0.4%	-24	-1.0%
Production d'électricité	0	36	42	49	57	42	N/A	57	N/A
<u>Autres</u>	<u>8</u>	<u>9</u>	<u>9</u>	<u>8</u>	<u>6</u>	1	1.1%	-2	-1.4%
Consommation totale	229	253	276	264	285	47	1.7%	56	1.0%

Ontario						2004-2015		2004-2025	
Secteur	2004	2010	2015	2020	2025	Delta	Croissance annuelle	Delta	Croissance annuelle
Résidentiel	356	339	357	378	392	1	0.0%	36	0.5%
Commercial	205	194	207	221	230	2	0.1%	25	0.5%
Industriel	349	310	330	281	300	-19	-0.5%	-49	-0.7%
Production d'électricité	169	228	311	344	445	142	5.7%	276	4.7%
<u>Autres</u>	<u>51</u>	<u>52</u>	<u>54</u>	<u>50</u>	<u>47</u>	3	0.5%	-4	-0.4%
Consommation totale	1,130	1,124	1,259	1,274	1,413	129	1.0%	283	1.1%

Amérique du Nord						2004-2015		2004-2025	
Secteur	2004	2010	2015	2020	2025	Delta	Croissance annuelle	Delta	Croissance annuelle
Résidentiel	5,519	5,960	6,242	6,588	6,755	723	1.1%	1,236	1.0%
Commercial	3,509	3,694	3,869	4,078	4,176	360	0.9%	667	0.8%
Industriel	8,532	8,293	8,546	8,694	9,214	14	0.0%	682	0.4%
Production d'électricité	4,953	8,004	10,945	12,038	12,279	5,992	7.5%	7,326	4.4%
Pipeline Fuel	877	956	1,110	1,131	1,106	233	2.2%	229	1.1%
Lease & Plant	1,555	1,553	1,539	1,502	1,480	(16)	-0.1%	(75)	-0.2%
<u>Autres</u>	<u>2,432</u>	<u>2,509</u>	<u>2,649</u>	<u>2,633</u>	<u>2,586</u>	217	0.8%	154	0.3%
Consommation totale	24,945	28,460	32,251	34,031	35,010	7,306	2.4%	10,065	1.6%

Tableau 18
Consommation projetée de gaz naturel par secteur selon le
scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique »
(Gpi³/an)

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.

Québec						2004-2015		2004-2025	
Secteur	2004	2010	2015	2020	2025	Delta	Croissance annuelle	Delta	Croissance annuelle
Résidentiel	27	27	28	30	31	1	0.3%	4	0.7%
Commercial	68	71	78	85	89	10	1.3%	21	1.3%
Industriel	126	116	121	95	102	-5	-0.3%	-24	-1.0%
Production d'électricité	0	36	42	49	57	42	N/A	57	N/A
<u>Autres</u>	<u>8</u>	<u>9</u>	<u>9</u>	<u>8</u>	<u>6</u>	1	1.1%	-2	-1.4%
Consommation totale	229	258	278	267	285	49	1.8%	56	1.0%

Ontario						2004-2015		2004-2025	
Secteur	2004	2010	2015	2020	2025	Delta	Croissance annuelle	Delta	Croissance annuelle
Résidentiel	356	339	358	378	392	2	0.1%	36	0.5%
Commercial	205	195	208	222	230	3	0.1%	25	0.5%
Industriel	349	324	333	290	304	-16	-0.4%	-45	-0.7%
Production d'électricité	169	228	311	344	445	142	5.7%	276	4.7%
<u>Autres</u>	<u>51</u>	<u>52</u>	<u>53</u>	<u>50</u>	<u>47</u>	2	0.4%	-4	-0.4%
Consommation totale	1,130	1,138	1,263	1,284	1,418	133	1.0%	288	1.1%

Amérique du Nord						2004-2015		2004-2025	
Secteur	2004	2010	2015	2020	2025	Delta	Croissance annuelle	Delta	Croissance annuelle
Résidentiel	5,519	5,963	6,258	6,606	6,768	739	1%	1,249	1.0%
Commercial	3,509	3,698	3,891	4,102	4,193	382	1%	684	0.9%
Industriel	8,532	8,359	8,586	8,750	9,265	54	0%	733	0.4%
Production d'électricité	4,953	8,074	10,954	12,070	12,314	6,001	7%	7,361	4.4%
<u>Autres</u>	<u>2,432</u>	<u>2,513</u>	<u>2,648</u>	<u>2,636</u>	<u>2,589</u>	216	1%	157	0.3%
Consommation totale	24,945	28,607	32,337	34,164	35,129	7,392	2%	10,184	1.6%

Tableau 19
Impact du GNL de Rabaska sur la consommation projetée de
gaz naturel par rapport au scénario « Quantité moindre de
GNL en Amérique du Nord » (Gpi³)

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.
Québec

Secteur	2004	2010	2015	2020	2025
Résidentiel	-	-	-	-	-
Commercial	-	-	1.0	1.0	1.0
Industriel	-	4.9	2.0	3.7	3.6
Production d'électricité	-	-	-	-	-
<u>Autres</u>	-	<u>(3.0)</u>	<u>(2.0)</u>	<u>(2.0)</u>	<u>(1.0)</u>
Consommation totale	-	3.0	1.0	3.0	2.0

Ontario

Secteur	2004	2010	2015	2020	2025
Résidentiel	-	-	1.0	1.0	1.0
Commercial	-	1.0	2.0	2.0	1.0
Industriel	-	16.4	4.6	13.7	13.1
Production d'électricité	-	-	-	-	-
<u>Autres</u>	-	<u>(3.0)</u>	<u>(3.0)</u>	<u>(3.0)</u>	<u>(4.0)</u>
Consommation totale	-	13.0	5.0	14.0	12.0

Amérique du Nord

Secteur	2004	2010	2015	2020	2025
Résidentiel	-	3.0	19.0	21.0	17.0
Commercial	-	4.0	26.0	28.0	23.0
Industriel	-	80.0	49.0	66.0	64.0
Production d'électricité	-	81.0	9.0	35.0	40.0
<u>Autres</u>	-	<u>(10.0)</u>	<u>(12.0)</u>	<u>(11.0)</u>	<u>(10.0)</u>
Consommation totale	-	158.0	91.0	139.0	134.0

Tableau 20

Impact du GNL de Rabaska sur la consommation projetée de gaz naturel par rapport au scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique » (Gpi³)

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.

Québec

Secteur	2004	2010	2015	2020	2025
Résidentiel	-	-	-	-	-
Commercial	-	-	-	-	1.0
Industriel	-	-	1.1	2.2	3.2
Production d'électricité	-	-	-	-	-
<u>Autres</u>	-	(3.0)	(2.0)	(2.0)	(1.0)
Consommation totale	0.4	(2.5)	(0.7)	0.4	2.4

Ontario

Secteur	2004	2010	2015	2020	2025
Résidentiel	-	-	-	1.0	1.0
Commercial	-	-	1.0	1.0	1.0
Industriel	-	3.3	2.1	5.7	8.9
Production d'électricité	-	-	-	-	-
<u>Autres</u>	-	(3.0)	(2.0)	(3.0)	(4.0)
Consommation totale	0.0	(1.0)	1.0	4.0	7.0

Amérique du Nord

Secteur	2004	2010	2015	2020	2025
Résidentiel	-	-	3.0	3.0	4.0
Commercial	-	-	4.0	4.0	6.0
Industriel	-	14.0	9.0	10.0	13.0
Production d'électricité	-	11.0	-	3.0	5.0
<u>Autres</u>	-	(14.0)	(11.0)	(14.0)	(13.0)
Consommation totale	-	11.0	5.0	6.0	15.0

5.4 Différentiel projeté des prix du gaz naturel

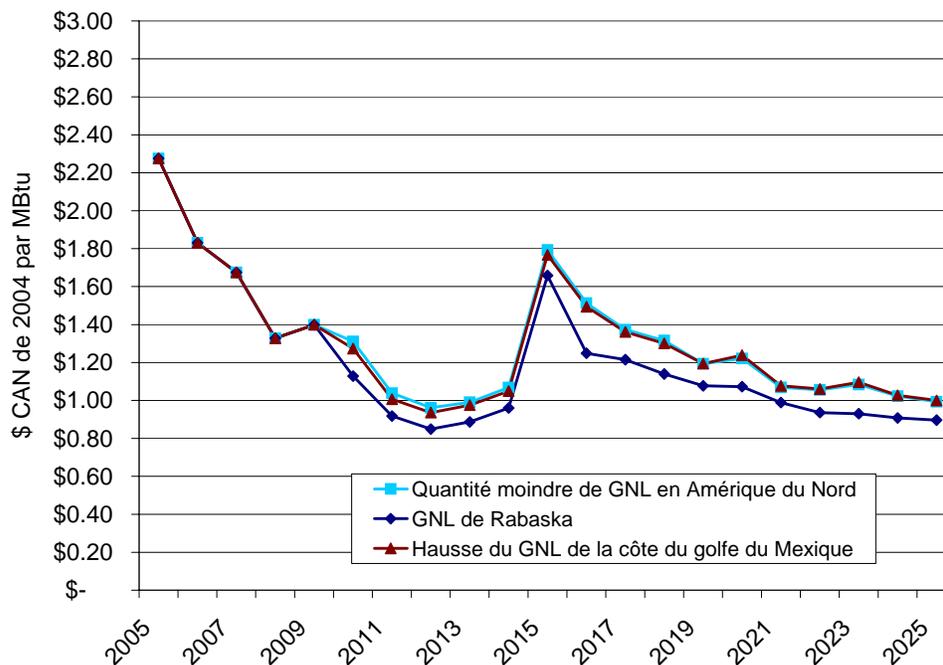
Le différentiel entre les moyennes annuelles AECO-Québec selon les trois scénarios est illustré à la Figure 28. Le différentiel actuel³⁸ d'AECO-Québec dépasse

³⁸ Le différentiel se compose de l'écart du prix de marché du gaz naturel entre deux centres de marché et reflète la valeur du gaz naturel attribuée aux différents marchés. Normalement, il n'exprime pas le tarif moyen de transport entre les deux points ni la valeur de la capacité ferme entre deux points.

2,20 \$ CAN/MBtu. Il devrait baisser à mesure que les flux du BSOC vers l'Ontario et le Québec s'amenuiseront et que la capacité de gazoducs non utilisée du BSOC vers les marchés des provinces centrales s'accroîtra. Le différentiel augmentera au moment où le gaz de l'Alaska commence à circuler, en 2014, et baissera lentement par la suite.

Figure 28
Différentiel projeté AECO-Québec avec et sans GNL de Rabaska (\$ CAN de 2004 par MBtu).

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc



Par rapport aux scénarios « Quantité moindre de GNL » en Amérique du Nord et « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique », on s'attend à ce que l'arrivée du GNL de Rabaska produise, au niveau du différentiel entre AECO et le Québec, une réduction de quelque 0,13 \$ CAN (en dollars réels de 2004) pendant la période de 2010 à 2025, passant de 1,24 \$ CAN à 1,11 \$ CAN/MBtu.

5.5 Impacts de Rabaska sur les coûts à la consommation

La baisse des prix du gaz naturel résultant de l'avènement du terminal de Rabaska réduirait substantiellement les coûts moyens du gaz naturel pour les consommateurs ontariens et québécois.

Entre 2010 et 2025, les consommateurs québécois et ontariens devraient payer en moyenne 13 milliards \$ CAN annuellement pour leur gaz naturel (excluant les coûts de distribution) selon le scénario « GNL de Rabaska ». D'après le scénario

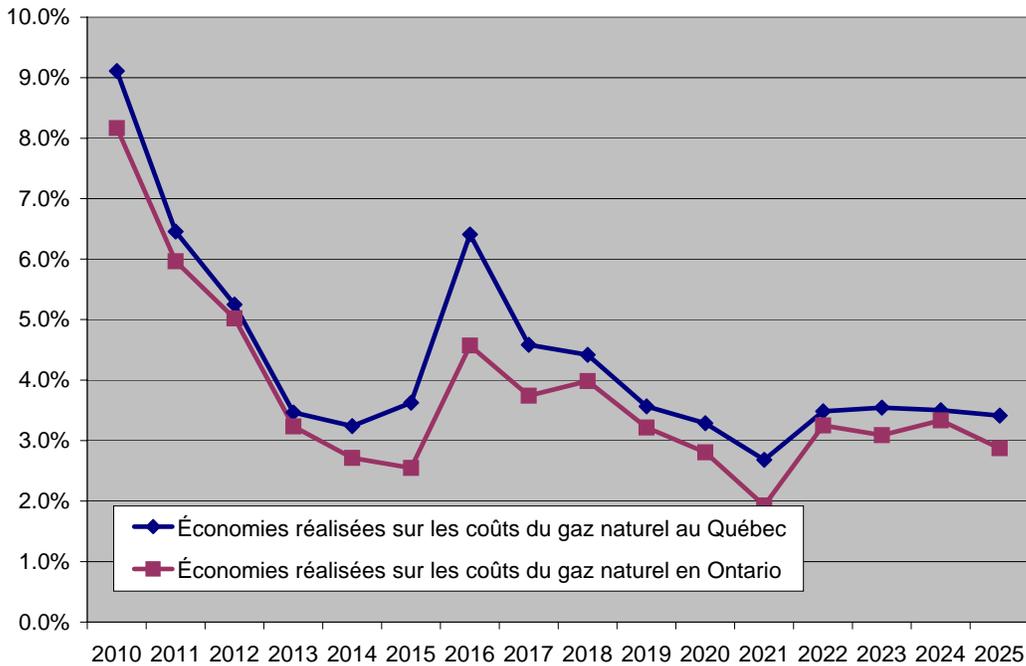
« Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord », des prix plus élevés pour le gaz naturel font monter ce chiffre à une moyenne de 13,5 milliards \$ CAN, ce qui génère une économie moyenne annuelle, chez les consommateurs de gaz naturel du Québec et de l'Ontario, de plus de 500 millions \$ CAN par an. Cette valeur est plus élevée pendant la première année d'importations de GNL. L'analyse d'EEA montre que même si la demande totale de gaz augmente de 1,2 %, les coûts totaux du gaz naturel pour les consommateurs ontariens et québécois baisseront de plus de 989 millions \$ CAN au cours de la première année d'exploitation de l'installation. L'impact du GNL de Rabaska s'amointrit avec le temps, à mesure que les marchés gaziers s'ajustent aux prix moins élevés, réduisant les investissements consacrés à de nouveaux approvisionnements gaziers et en accroissant la demande de gaz naturel. Pendant la période de 16 ans de 2010 à 2025, le GNL de Rabaska devrait épargner aux consommateurs ontariens et québécois de gaz naturel environ 8,2 milliards \$ CAN relativement au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord ». Cela représente une réduction moyenne des coûts totaux du gaz naturel, en pourcentage, de 3,8 % entre 2010 et 2025.

Les économies se divisent entre la réduction du prix nord-américain du gaz naturel et la réduction du prix dans les marchés gaziers ontarien et québécois relativement aux principaux bassins d'approvisionnement qui les desservent. Environ 6,3 milliards \$ CAN des économies totales réalisées par les consommateurs sont attribuables à la baisse des prix dans l'ensemble des marchés du gaz naturel mesurés à AECO. Le solde de 1,9 milliard \$ CAN des économies totales des consommateurs découle d'une baisse des prix du gaz naturel au Québec et en Ontario relativement à AECO. Comme le souligne la Figure 29, cette baisse, en pourcentage, des coûts du gaz au Québec est légèrement plus élevée que les économies relatives réalisées en Ontario.

Si l'on y compare plutôt le scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique », les économies réalisées au niveau des coûts du gaz naturel attribuables au GNL de Rabaska sont moindres, mais demeurent substantielles. Les économies moyennes du coût du gaz entre 2010 et 2025, entre ces deux scénarios, sont de 214 millions \$ CAN par an, les économies de la première année s'établissant à 290 millions \$ en 2010. On prévoit qu'au cours des 16 ans de 2010 à 2025, le GNL de Rabaska permettra aux consommateurs ontariens et québécois de gaz d'épargner environ 3,4 milliards \$ CAN. Environ 1,5 milliard \$ CAN des économies totales réalisées par les consommateurs est attribuable à une réduction des prix du gaz naturel mesurés à AECO. Le solde de 1,9 milliard \$ CAN des économies des consommateurs est attribuable à une baisse du prix du gaz naturel au Québec et en Ontario relativement à AECO. La Figure 30 montre que cette baisse en pourcentage des coûts du gaz au Québec dépasse encore légèrement les économies relatives réalisées en Ontario.

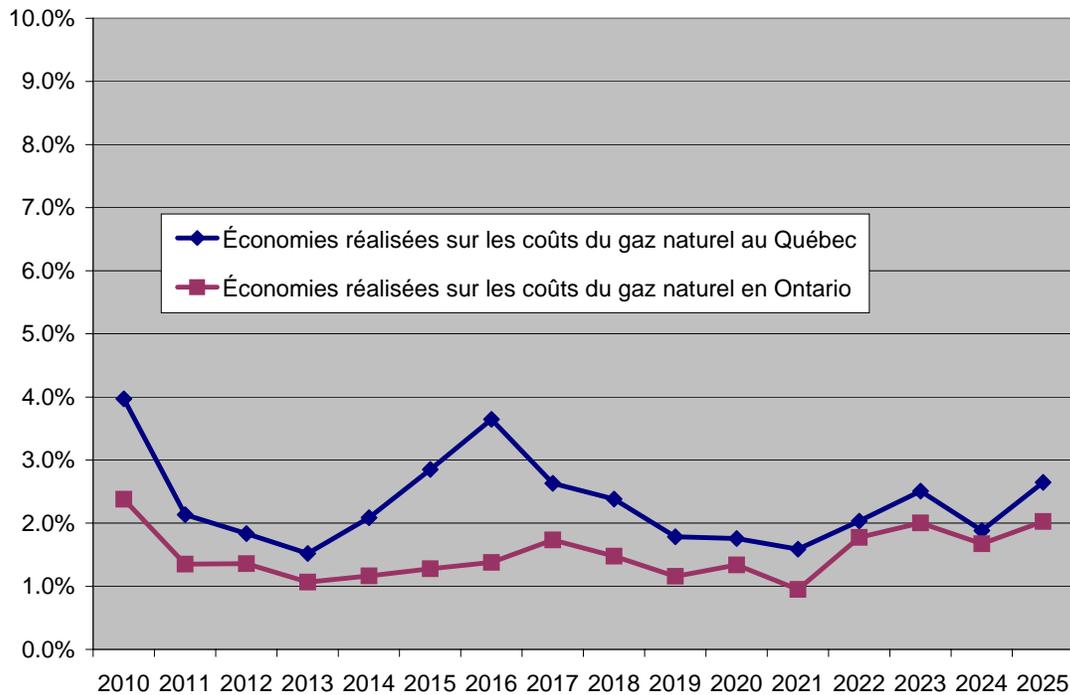
Figure 29

Impact du GNL de Rabaska sur les coûts du gaz naturel pour les consommateurs ontariens et québécois relativement au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord »



La baisse des coûts du gaz naturel pour les consommateurs vient réduire les recettes des producteurs, gazoducs et fournisseurs nord-américains. L'impact de cette réduction est pertinent à la discussion des coûts et avantages du terminal de Rabaska. Bien qu'ils soient inférieurs aux revenus possibles en l'absence de GNL de Rabaska, les revenus des producteurs du BSOC devraient demeurer à des niveaux record, ou presque. La baisse des prix attribuable au GNL de Rabaska réduit légèrement les incitatifs au forage et à la production de gaz naturel dans toute l'Amérique du Nord, et pas seulement dans le BSOC. Rabaska, toutefois, ne devrait avoir qu'un impact minimal sur la production de gaz naturel dans le BSOC. D'ici 2025, quand les marchés se seront ajustés au GNL de Rabaska, la production nord-américaine ne déclinera que de 28 Gpi³/an (77 Mpc/j) et la production du BSOC demeurera essentiellement la même relativement au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord ». Les effets sont moindres dans la comparaison avec le scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique ».

Figure 30
Impact du GNL de Rabaska sur les coûts du gaz naturel pour les consommateurs ontariens et québécois relativement au scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique »



5.6 Impact de Rabaska sur les sources projetées d’approvisionnement en gaz de l’Ontario et du Québec

L’arrivée du terminal de GNL de Rabaska accroît les approvisionnements nets en direction du Québec et de l’Ontario de 183 Gpi³/an. Cependant, le GNL de Rabaska ne devrait faire monter que légèrement la demande de gaz naturel en Ontario et au Québec (le paragraphe 5.3 du présent rapport contient une évaluation de l’impact du GNL de Rabaska sur la demande ontarienne et québécoise). En conséquence, la majeure partie du GNL importé au Québec devrait se substituer au gaz naturel d’autres sources qui serait autrement importé en Ontario et au Québec.

Le Tableau 21 montre l’impact du GNL de Rabaska sur l’approvisionnement en gaz en provenance et en direction des zones de marché de l’Ontario et du Québec par rapport au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord ». Il indique que les importations totales de gaz naturel en Ontario baissent et que les exportations totales de gaz naturel augmentent en réaction aux importations de GNL. Comme la production gazière totale du BSOC ne change guère selon ces scénarios, le GNL qui dessert les utilisateurs finaux du Québec et de l’Ontario

permet aux producteurs du BSOC de mettre leur produit en marché et de répondre à la demande d'autres régions.

Tableau 21 Impact du GNL de Rabaska sur l'approvisionnement gazier projeté de l'Ontario et du Québec par rapport au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord » (Gpi³/an)

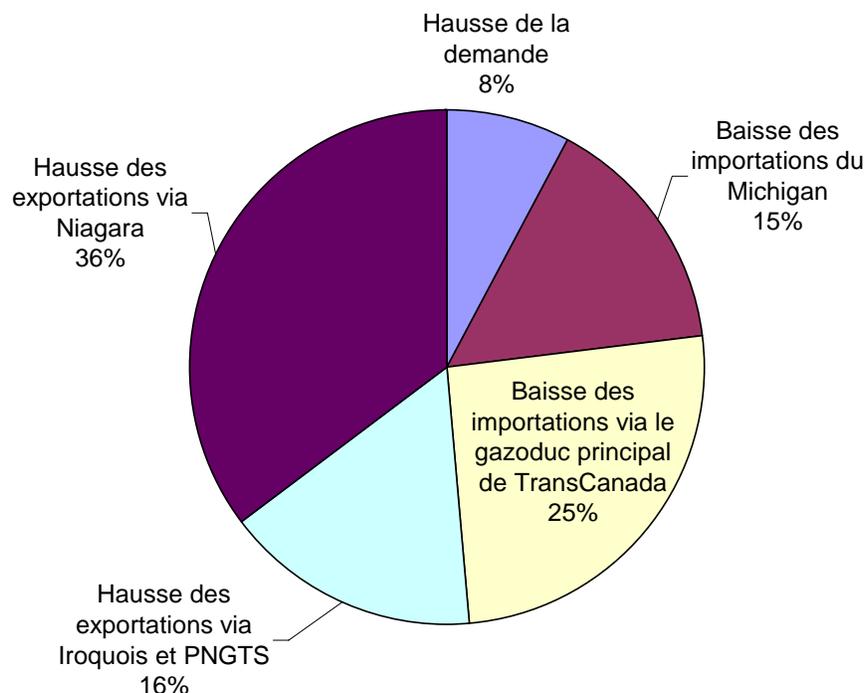
Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.

	<u>2005</u>	<u>2010</u>	<u>2015</u>	<u>2020</u>	<u>2025</u>	
Scénario Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord						
Offre						
Production	10	9	9	9	8	
Importations de GNL de Rabaska	-	-	-	-	-	
Débites du gazoduc de TransCanada	1,119	1,073	1,155	1,097	1,026	
Débites du gazoduc du Michigan	802	917	966	919	959	
Offre totale	1,931	2,000	2,130	2,025	1,992	
Demande						
Consommation	1,349	1,377	1,536	1,538	1,697	
Exportations vers les États-Unis	584	610	569	485	297	
Total de la consommation et des exportations	1,933	1,987	2,105	2,023	1,995	
Équilibrage et entreposage	(1)	13	24	2	(3)	
Scénario GNL de Rabaska						
Offre						
Production	10	9	9	9	8	
Importations de GNL de Rabaska	-	183	183	183	183	
Débites du gazoduc de TransCanada	1,119	1,028	1,119	1,049	953	
Débites du gazoduc du Michigan	802	881	941	900	934	
Offre totale	1,931	2,101	2,251	2,141	2,078	
Demande						
Consommation	1,349	1,393	1,541	1,555	1,712	
Exportations vers les États-Unis	584	694	683	584	369	
Total de la consommation et des exportations	1,933	2,087	2,224	2,139	2,081	
Équilibrage et entreposage	(1)	14	27	2	(3)	
Impact du GNL de Rabaska par rapport au scénario Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord						Moyenne
						2010/2025
Offre						
Production	-	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Importations de GNL de Rabaska	-	183	183	183	183	183
Débites du gazoduc de TransCanada	-	(46)	(36)	(48)	(73)	(47)
Débites du gazoduc du Michigan	-	(36)	(25)	(19)	(24)	(26)
Offre totale	-	101	121	116	86	109
Demande						
Consommation	-	16	5	17	15	14
Exportations vers les États-Unis	-	84	113	99	72	95
Total de la consommation et des exportations	-	100	119	116	87	109
Équilibrage et entreposage	-	1	3	0	(1)	0

La Figure 31 illustre l'impact moyen des 500 Mpc/j d'importations de GNL sur les flux de gaz naturel vers le marché Québec-Ontario relativement au scénario « Quantité

moins de GNL en Amérique du Nord ». Au cours de la période de 2010 à 2025, environ 39 Mpc/j (8 %) des importations totales de GNL de Rabaska viendront combler une hausse de la demande, en Ontario et au Québec, résultant d'une baisse des prix du gaz naturel attribuable à la présence de Rabaska. Les importations ontariennes en provenance des États-Unis aux points frontaliers du Michigan, près de Dawn, déclineraient de quelque 77 Mpc/j (15 % de la capacité de Rabaska), tandis que les importations ontariennes empruntant le gazoduc de TransCanada baisseraient d'environ 128 Mpc/j (25 % de la capacité de Rabaska) et les exportations aux points adjacents à la zone Est de TransCanada augmenteraient de 258 Mpc/j (52 % de la capacité de Rabaska).

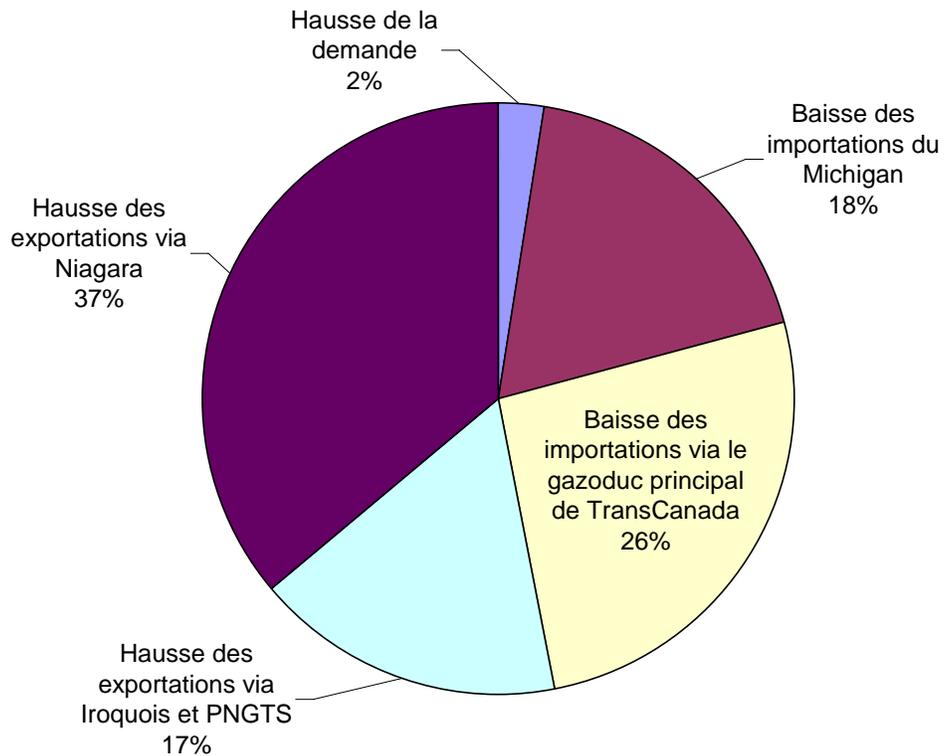
Figure 31
Impact du GNL de Rabaska sur les sources et l'utilisation de gaz naturel dans le marché Québec-Ontario (moyenne de 2010-2025) relativement au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord »



L'impact du GNL de Rabaska sur les sources de gaz naturel des marchés du Québec et de l'Ontario relativement au scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique » est très semblable aux impacts du GNL de Rabaska selon le scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord ». La Figure 32 illustre l'impact moyen des 500 Mpc/j d'importations de GNL sur les débits de gaz naturel vers le marché Ontario-Québec selon le scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique ». Pendant la période de 2010 à 2025, environ 12 Mpc/j (2 %) des importations totales de GNL de Rabaska viendront combler une hausse de la

demande québécoise et ontarienne produite par la baisse des prix du gaz naturel attribuable à Rabaska. Les importations ontariennes en provenance des États-Unis, à la frontière du Michigan, déclineraient d'environ 92 Mpc/j (18 % de la capacité de Rabaska) tandis que les importations ontariennes empruntant le gazoduc principal de TransCanada déclineraient de quelque 131 Mpc/j (26 % de la capacité de Rabaska) et que les exportations aux points adjacents à la zone Est de TransCanada augmenteraient de 265 Mpc/j (54 % de la capacité de Rabaska).

Figure 32
Impact du GNL de Rabaska sur les sources et l'utilisation de gaz naturel dans le marché Québec-Ontario (moyenne de 2010-2025) relativement au scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique »



5.7 Impact du GNL de Rabaska sur les flux des gazoducs

Comme la consommation dans la zone de marché de Rabaska ne devrait pas changer beaucoup avec l'augmentation des importations de GNL, la majeure partie de l'impact de ces importations accrues touchera les flux de gazoduc en direction et en provenance de la zone de marché de Rabaska. Rabaska aura un impact faible sur les débits de gazoduc en provenance du BSOC. Les flux de TransCanada vers l'Ontario déclineraient en moyenne d'environ 130 Mpc/j. Cependant, les exportations totales du BSOC ne baisseront que d'environ 100 Mpc/j. La baisse des exportations

du BSOC résulte d'une production légèrement moindre en réaction à la baisse des prix du gaz naturel, et d'une demande légèrement plus élevée en Alberta par suite de la même baisse. Les exportations de TransCanada au point Emerson connaîtront aussi une légère hausse en réaction à la hausse de la demande sur les autres parcours d'exportation.

Le Tableau 22 donne des détails supplémentaires sur l'impact du GNL de Rabaska par rapport au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord » sur les fluctuations des flux de gazoduc dans les grands corridors et dans le voisinage des marchés ontarien et québécois. L'impact majeur de Rabaska sur les flux de gazoduc de Rabaska se résume par une hausse des exportations du BSOC vers les États-Unis via Niagara et vers les interconnexions avec les gazoducs Iroquois et PNGTS. Les exportations via Niagara augmentent d'environ 177 Mpc/j et les exportations vers les réseaux de gazoduc de Iroquois et PNGTS, de 81 Mpc/j.

Le Tableau 23 fournit les mêmes renseignements, cette fois par rapport au scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique ». Comme dans la comparaison précédente, l'impact majeur sur les flux de gazoduc de Rabaska se résume par une hausse des exportations du BSOC vers les États-Unis via Niagara et les interconnexions avec les gazoducs Iroquois et PNGTS. Les exportations via Niagara s'accroissent d'une moyenne de 181 Mpc/j et les exportations vers les réseaux de gazoduc Iroquois et PNGTS, de 84 Mpc/j.

Les Tableaux 22 et 23 indiquent que les flux d'Ouest en Est, vers le Québec, via TransCanada décroissent de plus de 400 Mpc/j. Certains clients du Québec et de l'Ontario ayant passé des contrats de GNL avec Rabaska peuvent recevoir, dans les faits, du gaz naturel d'autres sources (principalement du BSOC) par déplacement. Ils jouiront des avantages de la diversification des sources d'approvisionnement, de la fiabilité de l'approvisionnement et des prix basés sur les dispositions des contrats avec Rabaska, mais sans nécessairement prendre physiquement livraison de GNL de Rabaska. Ainsi, même si des clients de l'extérieur du Québec peuvent profiter de certains des avantages du GNL de Rabaska (et tous les acheteurs nord-américains de gaz naturel profiteront de la réduction des prix du gaz en Amérique du Nord attribuable à Rabaska), la majeure partie des avantages de disposer d'une source physique de gaz naturel au niveau local demeureront au Québec et dans l'est de l'Ontario.

Comme nos prévisions indiquent que les exportations de TransCanada à Emerson augmenteront et que les débits d'Alliance demeureront relativement stables, la baisse des importations du Michigan laisse entrevoir une réduction du gaz naturel produit aux États-Unis et transporté en Ontario.

Tableau 22
Modification des flux de gaz naturel attribuable aux importations de GNL de Rabaska par rapport au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord » (Mpc/j)

Débits de pipeline en direction des zones de marché de l'Ontario et du Québec

	Débits de TransCanada vers l'est depuis Empress	Débits du gazoduc principal de TransCanada vers l'Ontario	Importations du Michigan	De l'Ontario au Québec
Impact de la première année (2010)	(40.7)	(125.5)	(97.1)	(460.6)
Moyenne 2011-2015	(77.9)	(106.3)	(68.4)	(409.5)
Moyenne 2016-2020	(64.0)	(122.2)	(68.9)	(430.0)
Moyenne 2021-2025	(127.4)	(156.0)	(74.1)	(386.8)
Moyenne 2010-2025	(86.7)	(128.0)	(72.1)	(412.0)

Débits de pipeline en provenance des zones de marché de l'Ontario et du Québec

	Du Québec vers l'est de l'État de New York via Iroquois	Du Québec vers la Nouvelle-Angleterre via PNGTS	De l'Ontario à l'État de New York via Niagara
Impact de la première année (2010)	22.9	8.0	197.6
Moyenne 2011-2015	71.7	13.5	204.8
Moyenne 2016-2020	50.2	11.6	201.3
Moyenne 2021-2025	86.0	20.5	121.9
Moyenne 2010-2025	66.4	14.8	177.3

Les Tableaux 22 et 23 montrent l'impact du GNL de Rabaska sur les flux de gazoduc projetés en provenance et en direction de la région Ontario-Québec. Les changements dans les modèles d'approvisionnement en gaz naturel devraient cependant avoir des effets sur les flux de gaz naturel dans toute l'Amérique du Nord à mesure que le marché s'ajuste au GNL de Rabaska. Les Figures 33 et 34 indiquent les différences dans les flux de gazoduc entre les scénarios « GNL de Rabaska » et « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord » pour 2015 et 2025. Les Figures 35 et 36 montrent les différences de flux de gazoduc entre les scénarios « GNL de Rabaska » et « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique » pour les deux mêmes années. Ces diagrammes expriment la portée entière des impacts sur les flux nord-américains de gaz naturel à mesure que les marchés s'ajustent complètement à la hausse de l'approvisionnement en gaz naturel du Québec.

Tableau 23
Modification des flux de gaz naturel attribuable aux
importations de GNL de Rabaska par rapport au scénario
« Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique » (Mpc/j)

Débits de pipeline en direction des zones de marché de l'Ontario et du Québec

	Débits de TransCanada			
	vers l'est depuis Empress	Débits du gazoduc principal de TransCanada vers l'Ontario	Importations du Michigan	De l'Ontario au Québec
Impact de la première année (2010)	(2.9)	(69.7)	(158.8)	(468.1)
Moyenne 2011-2015	(44.2)	(108.0)	(92.6)	(413.0)
Moyenne 2016-2020	(56.4)	(138.5)	(87.0)	(439.5)
Moyenne 2021-2025	(149.2)	(158.4)	(81.6)	(367.2)
Moyenne 2010-2025	(78.2)	(130.9)	(91.6)	(410.4)

Débits de pipeline en provenance des zones de marché de l'Ontario et du Québec

	Du Québec vers l'est de		
	l'État de New York via Iroquois	Du Québec vers la Nouvelle- Angleterre via PNGTS	De l'Ontario à Niagara
Impact de la première année (2010)	23.9	9.1	238.7
Moyenne 2011-2015	75.3	12.6	210.6
Moyenne 2016-2020	49.8	10.6	205.2
Moyenne 2021-2025	94.8	19.5	115.2
Moyenne 2010-2025	70.2	13.9	180.9

Figure 33
Impact du GNL de Rabaska sur les flux de gaz naturel nord-américains en 2015

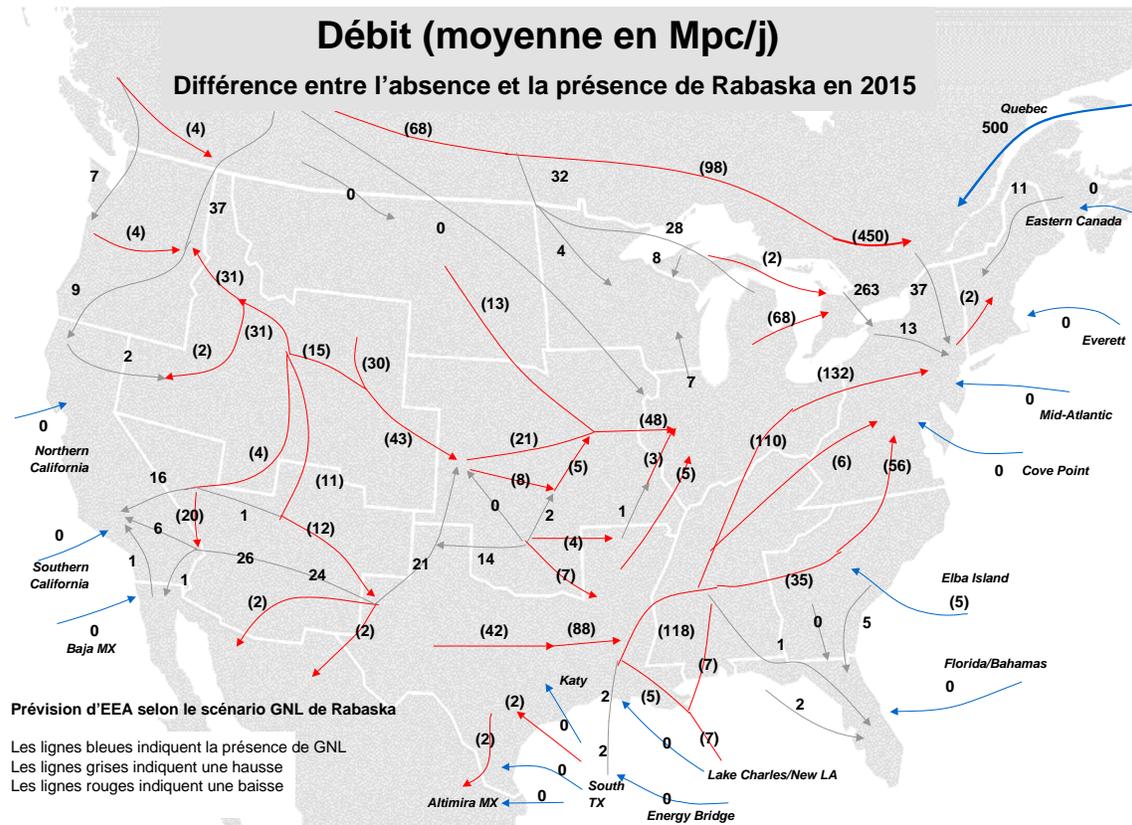


Figure 34
Impact du GNL de Rabaska sur les flux de gaz naturel nord-américains par rapport au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord » en 2025

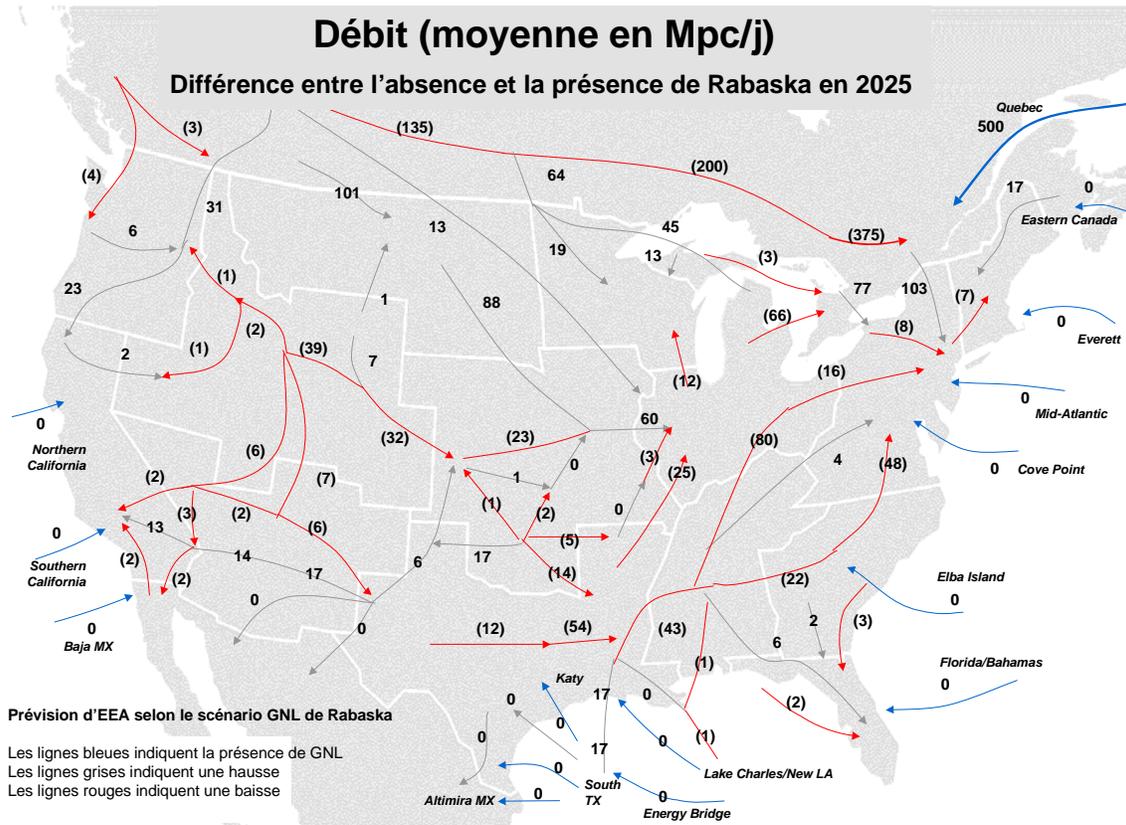


Figure 35
Impact du GNL de Rabaska sur les flux de gaz naturel nord-américains par rapport au scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique » en 2015

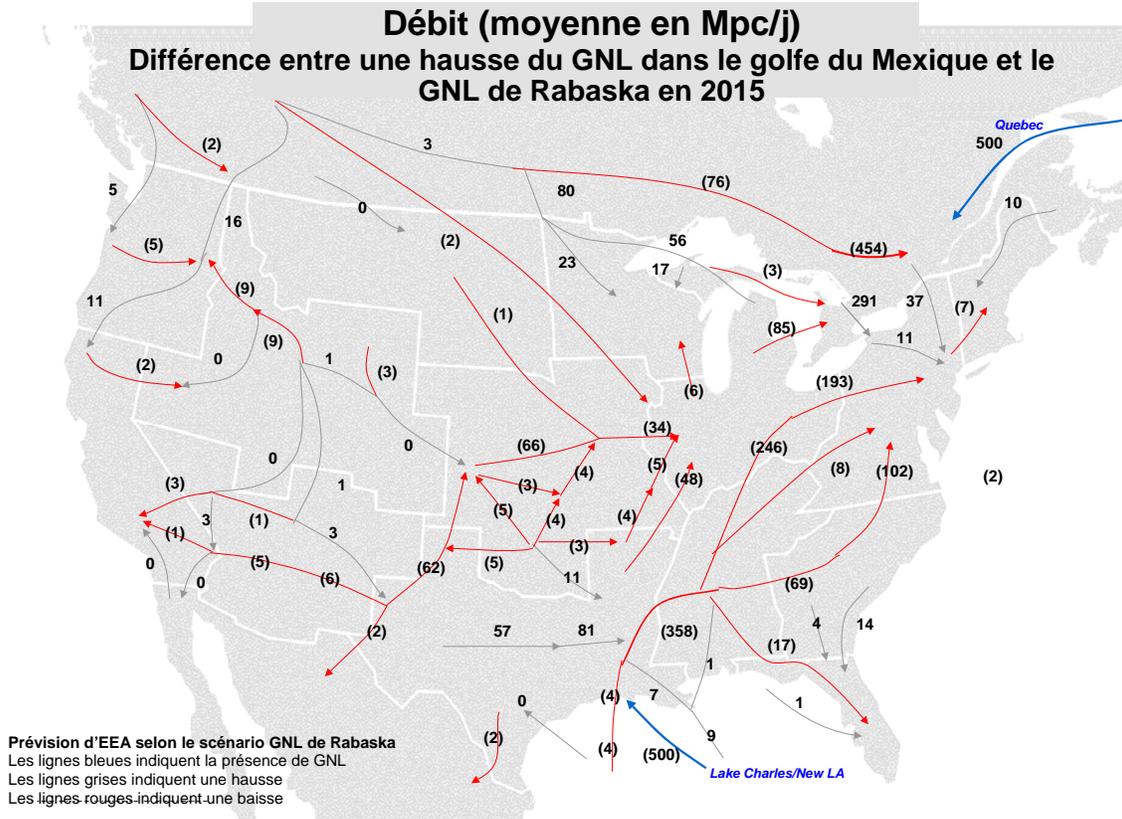
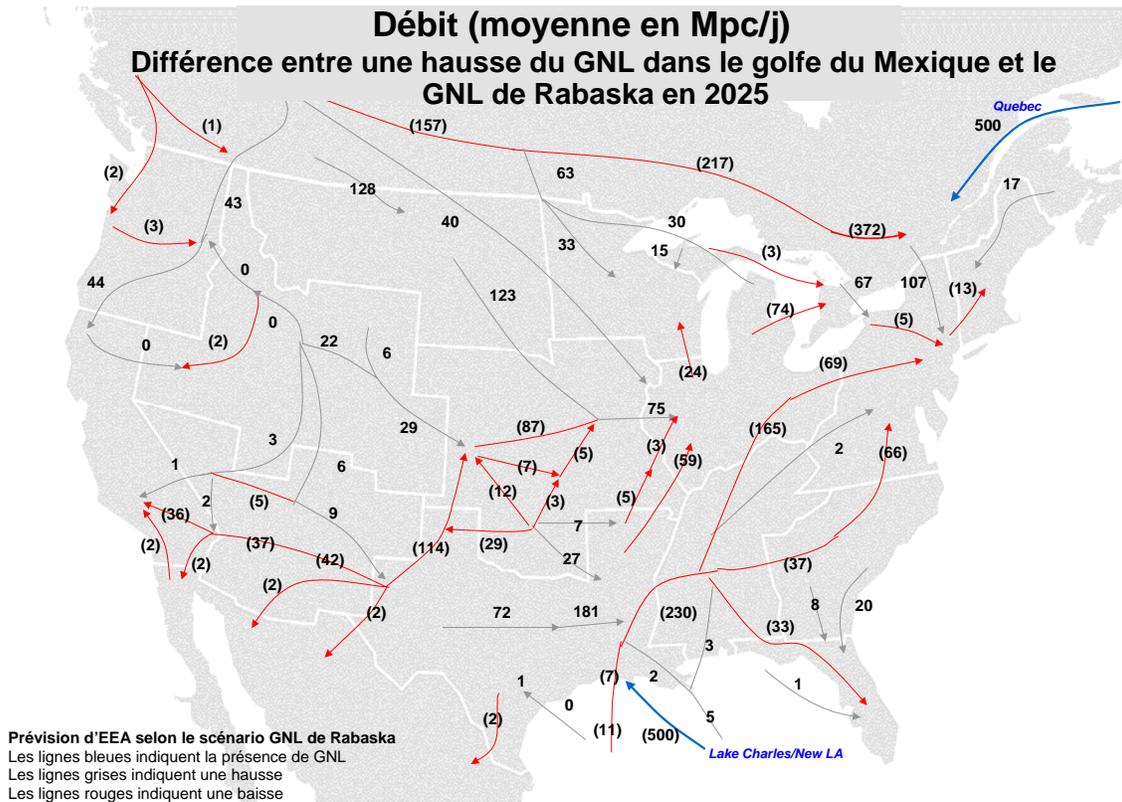


Figure 36
Impact du GNL de Rabaska sur les flux de gaz naturel nord-américains par rapport au scénario « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique » en 2025



5.8 Impact du GNL de Rabaska sur l'entreposage ontarien

L'impact des importations de GNL dans le marché québécois sur les besoins et la valeur de l'entreposage diffère quelque peu de celui des importations de GNL dans des marchés plus grands. Dans la plupart des marchés, l'ajout du GNL tend à freiner la volatilité des prix du gaz naturel en hiver plus qu'il ne réduit les prix en été. Le Québec, toutefois, est un marché relativement petit n'ayant qu'un accès limité aux autres grandes zones de marché. Par surcroît, très peu d'entreposage se trouve dans le voisinage immédiat du terminal. Les grands centres d'entreposage les plus rapprochés se trouvent à Dawn (Ontario) et à Niagara (New York).

Même en comptant avec une forte croissance de la production d'électricité alimentée au gaz et avec la hausse inhérente de l'utilisation du gaz dans le secteur de la production d'électricité en Ontario, le Québec et l'Ontario demeureront dans l'avenir prévisible des marchés à pointe hivernale. Le rapport actuel de débit gazier entre la pointe hivernale et la pointe estivale est d'environ 3:1. Les scénarios Rabaska prévoient le maintien de cette relation pour la durée de la prévision.

L'addition des importations de GNL de Rabaska aura un effet sur les prix saisonniers du gaz. L'ajout de 500 Mpc/j de gaz au Québec a un effet relatif plus vaste sur les prix pratiqués en Ontario en été, quand le marché immédiat du GNL est moins fort, que pendant l'hiver, où on s'attend à ce que le GNL desserve la demande locale de chauffage. En hiver, le GNL de Rabaska fournira environ 9 % de la consommation totale des marchés ontarien et québécois. En été, cette relation passera à quelque 18 % du marché. En conséquence, le GNL de Rabaska devrait créer une hausse modeste de la valeur de l'entreposage de gaz naturel en Ontario. Dans des conditions climatiques normales, la différence saisonnière de prix entre les périodes d'injection et de retrait devrait augmenter d'environ 3 % relativement au scénario « Quantité moindre de GNL en Amérique du Nord », à mesure que Rabaska fait baisser les prix d'été en Ontario de façon un peu plus forte que dans le cas des prix en hiver. Une bonne part de cet impact se dissipe dans le scénario « Hausse de GNL sur la côte du golfe du Mexique ».

Comme dans les autres régions, l'entreposage sera très utile aux fournisseurs de GNL en leur offrant notamment un moyen de gérer un flux assez constant de GNL dans un milieu connaissant des variations appréciables de demande quotidienne et mensuelle de gaz. En conséquence, EEA s'attend à ce que la disponibilité du GNL au Québec augmente le besoin d'entreposage de courte durée pour équilibrer l'offre et la demande. Bien que cela puisse ne pas nécessairement se retrouver dans les prix mensuels estimés du gaz des prévisions d'EEA, celle-ci s'attend à ce qu'il en résulte une hausse de la valeur de l'entreposage ontarien.

5.9 Impact du GNL sur la fiabilité du gaz et de l'électricité

Il existe un lien étroit entre la fiabilité du gaz naturel et l'approvisionnement électrique en Ontario et dans le nord-est des États-Unis. L'interdépendance des deux systèmes découle des hausses récentes de la capacité de production électrique alimentée au gaz, tant en termes absolus qu'en terme de pourcentage de la capacité régionale totale. Pour l'ensemble de la région, environ 20 000 MW de nouvelle capacité au gaz s'est ajoutée depuis 1998. Bien que la plupart des nouvelles unités au gaz aient été construites en Nouvelle-Angleterre, le gaz naturel est également un combustible de choix dans les nouvelles centrales ontariennes.

Partout en Ontario et dans le Nord-Est des États-Unis, l'aspect le plus critique des réseaux électriques n'est probablement pas la défaillance d'une centrale ou d'une ligne de transport, mais bien une panne de gazoduc ou même d'une seule station de compression située à un point critique. L'interruption d'approvisionnement d'un seul gazoduc peut causer l'arrêt de multiples génératrices. Bien que certaines génératrices alimentées au gaz naturel puissent avoir la capacité de recourir au mazout comme combustible d'appoint, plusieurs facteurs limitent cette capacité d'atténuation des effets d'une interruption importante des apports en gaz naturel. Au fur et à mesure du remplacement des anciennes génératrices à vapeur alimentées au mazout ou au gaz par les nouveaux turbogénérateurs à cycle combiné ou à combustion, il s'est produit une baisse appréciable de la capacité de substitution de combustible. Même si une génératrice a une telle capacité, il faut l'arrêter pour changer les brûleurs de sorte qu'elle ne peut réagir instantanément à l'interruption de service du gaz. D'autre part, il peut arriver qu'il n'y ait pas de réserves de mazout disponibles pour les

génératrices à capacité de substitution de combustible quand se produit une urgence, si les réserves ont été consommées plus tôt pendant la saison. D'autres encore peuvent ne pas avoir la latitude, en raison des restrictions d'ordre environnemental, de changer de combustible quand il le faudrait. Enfin, la plupart des génératrices qui sont dotées d'un système d'appoint au mazout n'ont pas en stock assez de mazout pour fonctionner pendant une très longue interruption des livraisons de gaz. En conséquence de ces facteurs et de certains autres, il existe une préoccupation quant à la fiabilité de l'électricité du fait qu'une seule panne de gazoduc puisse interrompre la production d'électricité au-delà des limites permises, si on se fonde seulement sur la planification standard des réseaux électriques.

Il n'existe pas de production d'électricité thermique alimentée au gaz naturel au Québec et l'opposition de la population à l'éventuel développement d'une telle capacité de production a été notable. Le réseau électrique du Québec est cependant connecté aux réseaux ontarien et du Nord-Est des États-Unis et en subit l'influence, de sorte que le Québec subit les effets de la fiabilité de la production d'électricité au gaz naturel dans ces régions.

Les importations supplémentaires de GNL au Québec pourraient aussi améliorer la fiabilité du gaz et de l'électricité en Ontario et dans le nord-est des États-Unis. Rabaska fournirait suffisamment de gaz pour alimenter des centrales au gaz d'une puissance de 5 000 mégawatts³⁹ sur une base annuelle, et environ 3 500 mégawatts de puissance durant les périodes de pointe⁴⁰. L'approvisionnement supplémentaire en gaz constituera aussi un tampon pour les infrastructures existantes de transport par gazoduc, qui sont déjà exploitées à la limite de leurs capacités lors des froides journées d'hiver.

En plus d'accroître l'approvisionnement régional en gaz naturel, un terminal de GNL conduirait à une plus grande diversité des approvisionnements. À l'heure actuelle, pratiquement tout le gaz naturel consommé en Ontario et au Québec est importé par gazoduc longue distance surtout à partir de l'Ouest canadien. De façon particulière, cette région dépend essentiellement du gazoduc de TransCanada⁴¹. Un terminal de GNL réduirait la dépendance envers un seul gazoduc long parcours, rehaussant la fiabilité des réseaux de gaz et d'électricité, particulièrement en hiver, quand le réseau de transport du gaz peut être sous contrainte.

Cet approvisionnement supplémentaire constitue une alternative nécessaire à certains des approvisionnements plus coûteux provenant de l'Ouest canadien et de

³⁹ Partant d'un coefficient de 50 %.

⁴⁰ Partant d'un coefficient de 100 % durant les 16 heures de pointe des jours de pointe.

⁴¹ Le gazoduc TransCanada transporte du gaz vers l'Ontario et le Québec, ainsi que des exportations vers Iroquois et PNGTS et vers d'autres gazoducs via l'interconnexion de Niagara.

la côte du golfe du Mexique. Le terminal pourrait réduire le besoin en infrastructure supplémentaire de transport longue distance et rendre possible à certains consommateurs l'abandon de la capacité de transport long parcours à laquelle ils souscrivent.





ANNEXE A : SYSTÈME DE DONNÉES ET DE PRÉVISIONS SUR LE MARCHÉ GAZIER D'EEA

A.1 Système de données et de prévisions sur le marché gazier d'EEA (SDPMG)

Le *Système de données et de prévisions sur le marché gazier (SDPMG)* d'EEA, un système d'analyse et de modélisation du marché gazier nord-américain reconnu à l'échelle nationale, a produit les résultats des scénarios du présent projet. Le SDPMG d'EEA a été élaboré au milieu des années 1990 dans le but de produire pour le marché nord-américain du gaz naturel des prévisions selon diverses hypothèses. Au début, il servait à simuler les changements subis par le marché gazier après l'arrivée de nouvelles sources importantes d'approvisionnement. Une bonne part, notamment, des travaux initiaux effectués à l'aide du modèle, en 1996-1997, portait sur la mesure de l'impact du gazoduc Alliance, achevé en 2000. Les questions ayant trouvé réponse lors des études initiales comprennent celles-ci :

- Quel impact les livraisons d'Alliance à Chicago auront-elles sur les prix?
- Quel impact la capacité accrue de gazoduc aura-t-elle sur les prix en Alberta?
- Le marché gazier appuie-t-il Alliance? Si non, quand l'appuiera-t-il?
- L'approvisionnement suffira-t-il à alimenter Alliance? Si non, quand le pourra-t-il?
- Quelle est la valeur marginale du transport de gaz par Alliance?
- Quel impact Alliance aura-t-il sur les autres moyens de transport et de stockage?
- En quoi Alliance influe-t-il sur l'approvisionnement gazier (tant canadien qu'américain)?
- Quel conduit sera nécessaire en aval d'Alliance pour recevoir l'« excédent » de gaz?

Par la suite, le modèle d'EEA a servi à réaliser des études de planification stratégique pour le compte de plusieurs sociétés. Ces études comprennent les suivantes :

- analyses de diverses prolongations de gazoduc;
- mesure de l'impact de la croissance de la production d'électricité alimentée au gaz;
- évaluation de l'impact des approvisionnements gaziers faibles et élevés;
- évaluation de l'impact de divers contextes de réglementation.

En plus de son utilisation dans le cadre d'études de planification stratégique, le modèle d'EEA a été largement employé par plusieurs clients institutionnels et conseils consultatifs, y compris l'INGAA, qui a pris appui sur le modèle pour l'analyse d'un marché de 30 Tpi³ exécutée en 1998 et reprise en 2004. Le Gas

Research Institute (GRI) s'en est remis au modèle d'EEA pour monter sa GRI *Baseline Projection*. Le modèle a aussi été le principal outil utilisé pour réaliser des études largement consultées sur le marché gazier nord-américain pour le compte du *National Petroleum Council*, en 1999 et 2003.

Le *Système de données et de prévisions sur le marché gazier* d'EEA est un modèle d'équilibre complet entre l'offre et la demande dans le marché gazier nord-américain. Il résout des questions de prix mensuel du gaz naturel partout en l'Amérique du Nord, selon diverses conditions d'offre et de demande dont les hypothèses sont précisées par l'utilisateur.

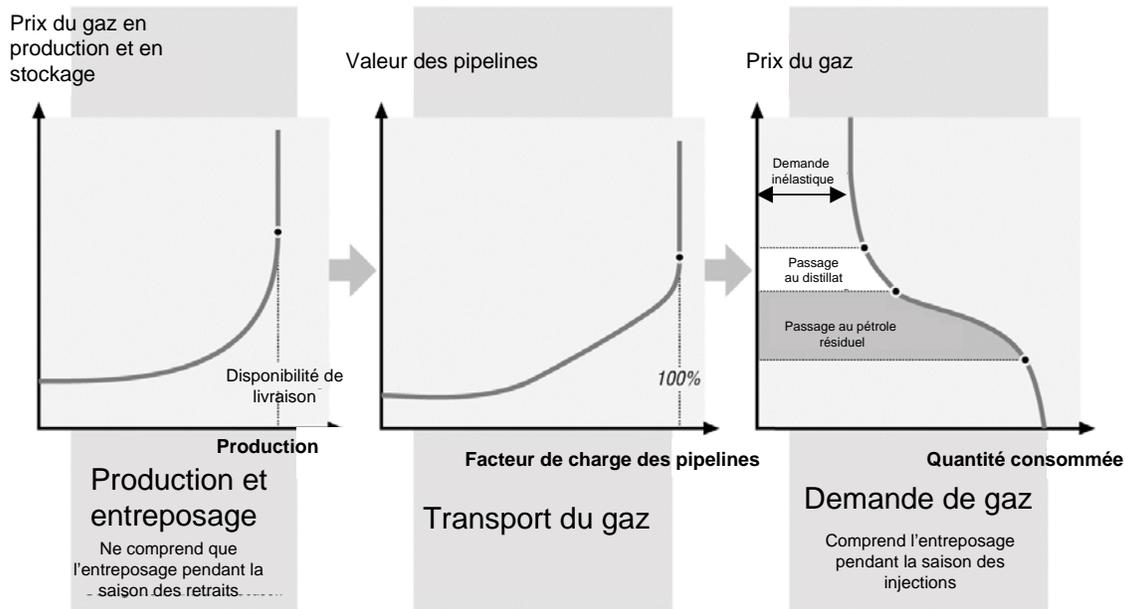
Le modèle, dans l'ensemble, résout les problèmes de prix d'équilibre mensuels du marché en tenant compte de l'interaction entre les courbes de l'offre et de la demande à chacun des nœuds du modèle. Du côté offre de l'équation, les prix sont déterminés par des courbes de prix de la production et de l'entreposage qui reflètent les prix en fonction de la production et de l'utilisation de l'entreposage (Figure A-1). Les prix sont aussi influencés par les courbes de « rabais du gazoduc », qui reflètent les fluctuations de la valeur marginale ou de base du transport gazier en fonction du coefficient d'utilisation. Du côté demande de l'équation, les prix sont représentés par une courbe qui saisit le comportement de substitution de combustible des utilisateurs ultimes à différents niveaux de prix. Le modèle équilibre l'offre et la demande à tous les points du modèle aux prix d'équilibre du marché déterminés par la forme des courbes de l'offre. Au contraire d'autres modèles offerts sur le marché pour l'industrie gazière, le modèle d'EEA fait une importante analyse rétrospective (étalonnage) des courbes du modèle et des relations sur une base mensuelle afin de s'assurer que le modèle reflète de façon fiable le comportement historique du marché gazier, assurant ainsi la fiabilité des résultats prévus.



Figure A-1
Courbes de l'offre et de la demande

Source : *Energy and Environmental Analysis, Inc.*

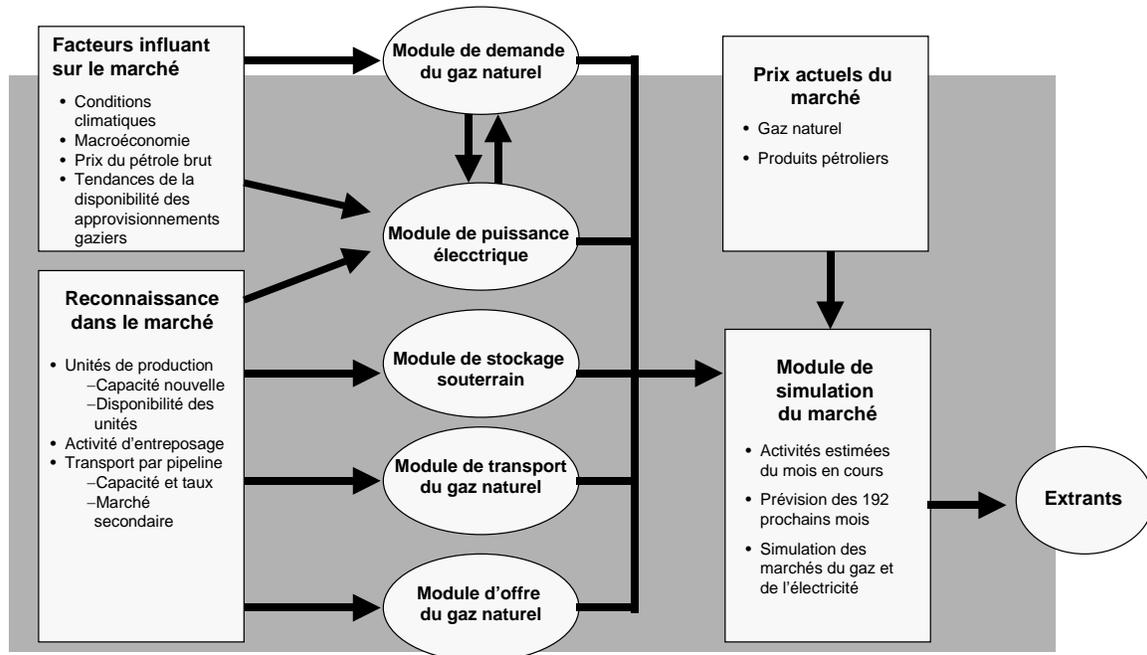
Quantité de gaz et réaction des prix
Système de données et de prévisions
sur le marché gazier d'EEA



Le modèle d'EEA compte neuf éléments différents, comme le montre la Figure A-2. L'utilisateur précise les intrants du modèle dans la feuille de travail des facteurs. Il fournit entre autres variables, les hypothèses sur les conditions climatiques, la croissance économique, les prix du pétrole et la disponibilité de livraison de l'approvisionnement gazier. La connaissance du marché d'EEA permet de tenir le modèle à jour quant à la capacité de production, à l'entreposage et aux expansions de gazoducs ainsi qu'au chapitre de l'impact des modifications réglementaires sur le transport du gaz. Cela est important pour le maintien de la crédibilité du modèle et de la confiance envers les résultats.

Figure A-2 Structure du SDPMG

Source : Energy and Environmental Analysis, Inc.



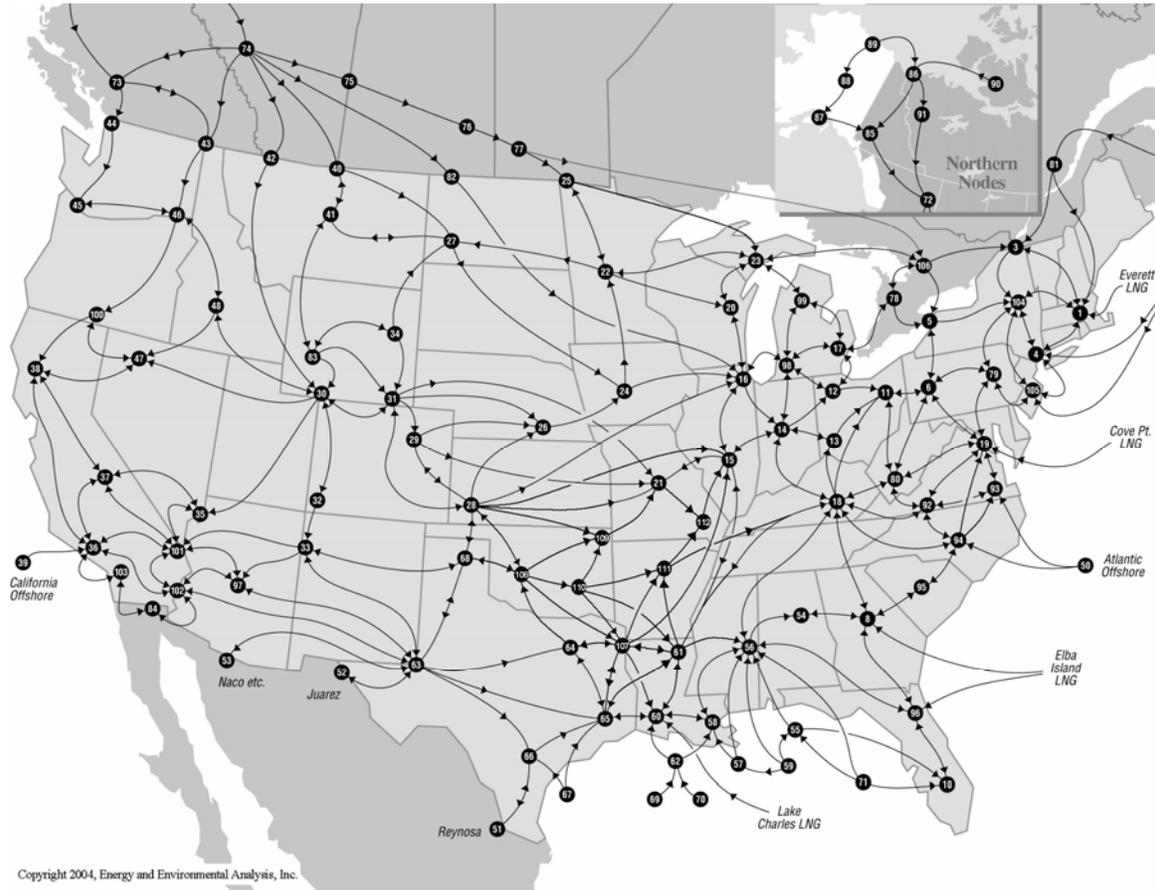
La première itération du modèle résout la question de la demande gazière dans divers secteurs, tenant compte de la croissance économique, du climat et du niveau de concurrence de prix entre le gaz et le pétrole. La deuxième itération résout la question de la modulation de la production d'électricité sur le plan régional afin de juger du volume de gaz utilisé dans la production d'électricité; ce résultat est réparti entre les nœuds du modèle de concert avec la demande de gaz des utilisateurs ultimes. Les points du modèle sont liés entre eux par la série de liens de réseau du module de transport du gaz. La structure du réseau de transport apparaît à la Figure A-3 et les points sont identifiés par leur nom au Tableau A-1.

L'élément approvisionnement gazier du modèle résout la question de la disponibilité de livraison du gaz naturel ou de la capacité d'approvisionnement au niveau des nœuds. Le modèle d'approvisionnement en hydrocarbures (MAH), qui est abordé au prochain paragraphe, peut être intégré au SDPMG afin de résoudre la question de la disponibilité de livraison. La dernière itération du modèle résout la question des injections et retraits de gaz à différents prix. Les éléments de l'offre (c.-à-d. disponibilité de livraison, retraits d'entreposage, volumes supplémentaires de gaz, importations de GNL et importations du Mexique) sont mis en équilibre relativement à la demande (c.-à-d. demande des utilisateurs ultimes, demande de gaz aux fins de la production d'électricité, exportations de GNL et exportations vers le Mexique) à chacun des points et les prix du gaz sont déterminés dans le module de simulation du marché.

Figure A-3 Réseau de transmission du SDPMG

Source : Energy and Environmental Analysis, Inc.

Figure A-4



Facteurs du modèle

Source : Energy and Environmental Analysis, Inc.

Facteurs et extrants du modèle

Demande de gaz naturel R/C/I		Demande de gaz des services publics d'électricité	
Facteurs	Extrants	Facteurs	Extrants
<ul style="list-style-type: none"> ● Degrés-jours de chauffage ● Activité économique ● Prix du gaz et du pétrole 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Demande de gaz des secteurs résidentiel, commercial et industriel 	<ul style="list-style-type: none"> ● Production totale d'électricité ● Production d'électricité par des moyens non fossiles ● Disponibilité des unités <ul style="list-style-type: none"> - Nouvelle capacité en service - Arrêts prévus - Conditions d'entretien et de disponibilité ● Prix des combustibles ● Jours-degrés de chauffage et de climatisation ● Activité économique 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Consommation de gaz des générateurs d'électricité
Offre de gaz		Stockage du gaz	
Facteurs	Extrants	Facteurs	Extrants
<ul style="list-style-type: none"> ● Tendances de base de la capacité de livraison ● Prix du gaz ● Offre de GNL 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Production de gaz naturel ▶ Capacité de livraison du réseau collecteur et à la tête des puits 	<ul style="list-style-type: none"> ● Capacité de stockage ● Disponibilité de livraison ● Saison des retraits <ul style="list-style-type: none"> - Demande du marché - Modèles de consommation - Exigences de recyclage ● Saison des injections <ul style="list-style-type: none"> - Cibles d'emmagasiner - Modèles de remplissage - Profil des prix à court terme et des prix à terme 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Inventaire d'emmagasiner ▶ Total net des injections et retraits ▶ Total net des injections et retraits
Transport du gaz			
Facteurs	Extrants		
<ul style="list-style-type: none"> ● Capacité des gazoducs <ul style="list-style-type: none"> - Capacité existante - Ajouts de capacité - Conditions d'exploitation ● Taux de transport <ul style="list-style-type: none"> - Tarifs de la FERC - Taux réduits - Prix de la capacité confiée au courtage 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Débit dans les corridors de gazoducs ▶ Valeur du transport du gaz, i.e. taux prévisionnels fondés sur les coefficients d'utilisation des corridors 		

Figure A-5 Extrants du modèle

Source : Energy and Environmental Analysis, Inc.

Extrants du système de prévision

Données mensuelles	Contenu des données	Détails géographiques des données
Établissement des prix du gaz	Prix aux points d'entrée et de livraison des gazoducs	112 points
Transport par gazoduc	Capacité interrégionale Tarifs maximum Valeur au marché de la capacité	327 corridors
Entreposage du gaz	Capacité en gaz actif Inventaires Activité d'injection et de retrait	26 régions d'entreposage
Demande de gaz naturel	Par secteur (R/C/I)	34 régions dans la partie continentale des États-Unis et 7 régions au Canada et en Alaska
Offre de gaz naturel	Capacité de livraison Production de gaz sec Importations et exportations de gaz Combustibles supplémentaires	62 régions dans la partie continentale des États-Unis et 13 régions au Canada et en Alaska
Marchés de l'électricité (États-Unis seulement, y compris des importations spécifiques)	Demande de gaz naturel Demande d'électricité Équilibre de la production d'électricité Production d'électricité alimentée au gaz	13 régions du North American Electricity Reliability Council (NERC)

Tableau A-1 Liste des nœuds de réseau du SDPMG

Source : *Energy and Environmental Analysis, Inc.*

Point	Nom	Point	Nom
1	Nouvelle-Angleterre	57	Est du plateau de la Louisiane
2	GNL – Everett	58	Centre de marché de l'est de la Louisiane
3	Québec	59	Viosca Knoll, Desoto et canyon du Mississippi
4	New York	60	Henry Hub
5	Niagara	61	Centre de marché du nord de la Louisiane
6	Leidy	62	Centre et plateau de l'ouest de la Louisiane
7	GNL – Cove Point	63	Sud-ouest du Texas
8	Géorgie	64	Dallas et Fort Worth
9	GNL – Elba Island	65	Est du Texas (Katy)
10	Sud de la Floride	66	Sud du Texas
11	Est de l'Ohio	67	Exploitation extracôtière du Texas
12	Maumee/Defiance	68	Nord-ouest du Texas
13	Lebanon	69	Garden Banks
14	Indiana	70	Green Canyon
15	Sud de l'Illinois	71	Est du golfe du Mexique
16	Nord de l'Illinois	72	Nord de la Colombie-Britannique
17	Sud-est du Michigan	73	Sud de la Colombie-Britannique
18	Tennessee/Kentucky	74	Caroline
19	Maryland/District de Columbia/Nord de la Virginie	75	Empress
20	Wisconsin	76	Saskatchewan
21	Nord du Missouri	77	Manitoba
22	Minnesota	78	Dawn
23	Crystal Falls	79	Philadelphie
24	Ventura	80	Virginie occidentale
25	Importation – Emerson	81	Demande de l'est du Canada
26	Nebraska	82	Passage transfrontalier d'Alliance
27	Great Plains	83	Bassin Wind River
28	Kansas	84	Exportations du Mexique – Californie
29	Est du Colorado	85	Whitehorse
30	Opal	86	Delta du Mackenzie
31	Cheyenne	87	Sud de l'Alaska
32	Bassin de San Juan	88	Centre de l'Alaska
33	EPNG/TW	89	Nord de l'Alaska
34	Nord du Wyoming	90	Arctique
35	Sud du Nevada	91	Norman Wells
36	Région SOCAL	92	Sud-ouest de la Virginie
37	Région de récupération assistée des hydrocarbures	93	Sud-est de la Virginie
38	Région PGE	94	Caroline du Nord
39	Exploitation extracôtière dans le Pacifique	95	Caroline du Sud
40	Importation – Monchy	96	Nord de la Floride
41	Montana et Dakota du Nord	97	Arizona
42	Importation – Wild Horse	98	Sud-ouest du Michigan
43	Importation – Kingsgate	99	Nord du Michigan
44	Importation – Huntingdon	100	Interconnexion Malin
45	Nord-ouest du littoral du Pacifique	101	Interconnexion Topock
46	Centre de marché NPC/PGT	102	Interconnexion Ehrenberg
47	Nord du Nevada	103	Demande de SDG&E
48	Idaho	104	Est de l'État de New York
49	Exploitation extracôtière dans l'est du Canada	105	New Jersey
50	Exploitation extracôtière dans l'Atlantique	106	Toronto
51	Importation et exportation – Reynosa	107	Carthage
52	Importation et exportation – Juarez	108	Sud-ouest de l'Oklahoma
53	Importation et exportation – Naco	109	Nord-est de l'Oklahoma
54	Nord de l'Alabama	110	Sud-est de l'Oklahoma
55	Exploitation extracôtière en Alabama	111	Nord de l'Arkansas
56	Mississippi et sud de l'Alabama	112	Sud-est du Missouri

A.2 Méthodologie des prévisions de production gazière

EEA était le principal conseiller en modélisation de l'étude sur le gaz naturel menée en 2003 par le *National Petroleum Council* (NPC). Il s'agissait d'un examen exhaustif des ressources gazières nord-américaines au niveau des bassins et des opportunités. Dans le cadre de cette étude, EEA a pris part à un examen, par des experts de l'industrie, du potentiel d'approvisionnement du BSOC. L'évaluation et la caractérisation qui en sont résultées intègrent l'analyse du NPC, qui reposait sur une gamme de sources, y compris le Comité canadien du potentiel gazier au chapitre des ressources conventionnelles, et des organisations comme la Commission géologique du Canada (CGC), l'EUB d'Alberta et le *Gas Technology Institute* (GTI) en ce qui a trait aux ressources non conventionnelles.

Modèle d'approvisionnement en hydrocarbures (MAH)

Le MAH a servi à fouiller les questions d'approvisionnement gazier pour le compte des études de 1992, 1999 et 2003 du NPC sur le gaz naturel. Il est à l'origine des tendances sous-jacentes à long terme des approvisionnements gaziers dépeints par le SDPMG. La Figure A-6 est une carte où figurent les « super régions » du modèle nord-américain d'approvisionnement en hydrocarbures, qui sont des agrégations des 72 régions sous-jacentes.

Le MAH est un cadre analytique conçu pour la simulation, la prévision et l'analyse des approvisionnements en gaz naturel, en pétrole brut et en liquides de gaz naturel, ainsi que des tendances des coûts aux États-Unis et au Canada. Il s'agit d'un modèle d'étude de procédé donnant une représentation détaillée des ressources gazières potentielles, des technologies à l'aide desquelles l'existence de ces ressources peut être prouvée et mise en production ainsi que des coûts d'exploration et de développement.

Le modèle couvre les 48 États américains continentaux, l'Alaska et le Canada. À l'heure actuelle, il compte 72 régions d'approvisionnement. Chaque intervalle de profondeur de chaque région est modélisé à l'aide d'une base unique de ressources, de taux de découvertes exploratoires, de coûts de forage et de profils de production des puits. Le MAH recourt à des estimations de base des ressources, aux taux de découvertes exploratoires, aux coûts de forage et aux profils de production des puits pour décrire la nature opérationnelle des activités d'exploration et de production du pétrole et du gaz. Cette approche saisit la complexité du processus et permet d'établir la distinction entre le succès de l'exploration et le succès économique.

Le MAH compte deux régions dans le BSOC : la zone formée par l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba (région ASM) et la région de la Colombie-Britannique. La Figure A-7 indique les limites provinciales et la répartition des sous-régions du MAH.

La région ASM comprend, dans le modèle des hydrocarbures, quatre sous-régions : les plaines de l'Alberta, le sud-est de l'Alberta, les contreforts albertains et le bassin Williston. La principale zone productrice de gaz est celle des plaines, qui comprend la production de formations dont l'âge s'échelonne du Dévonien au Crétacé :

- la sous-région des plaines comprend l'essentiel de la production actuelle de la région ASM; on y trouve des ressources conventionnelles, compactes et de couche de houille;

- il y a dans le Sud-Est de l'Alberta un degré élevé d'activité récente de forages gaziers visant le développement des sables crétacés, à faible profondeur;
- les contreforts sont semblables à la ceinture de chevauchement de l'Ouest américain et se caractérisent par une géologie complexe et des puits profonds et dispendieux;
- la sous-région du bassin Williston est généralement propice au pétrole, bien que la production gazière connexe y soit appréciable.

La région de la Colombie-Britannique comprend une sous-région de plaines comparable à celle de l'Alberta et une sous-région de contreforts qui constitue la suite de cette formation directionnelle.



Figure A-6
Super régions du modèle d'approvisionnement en hydrocarbures d'EEA

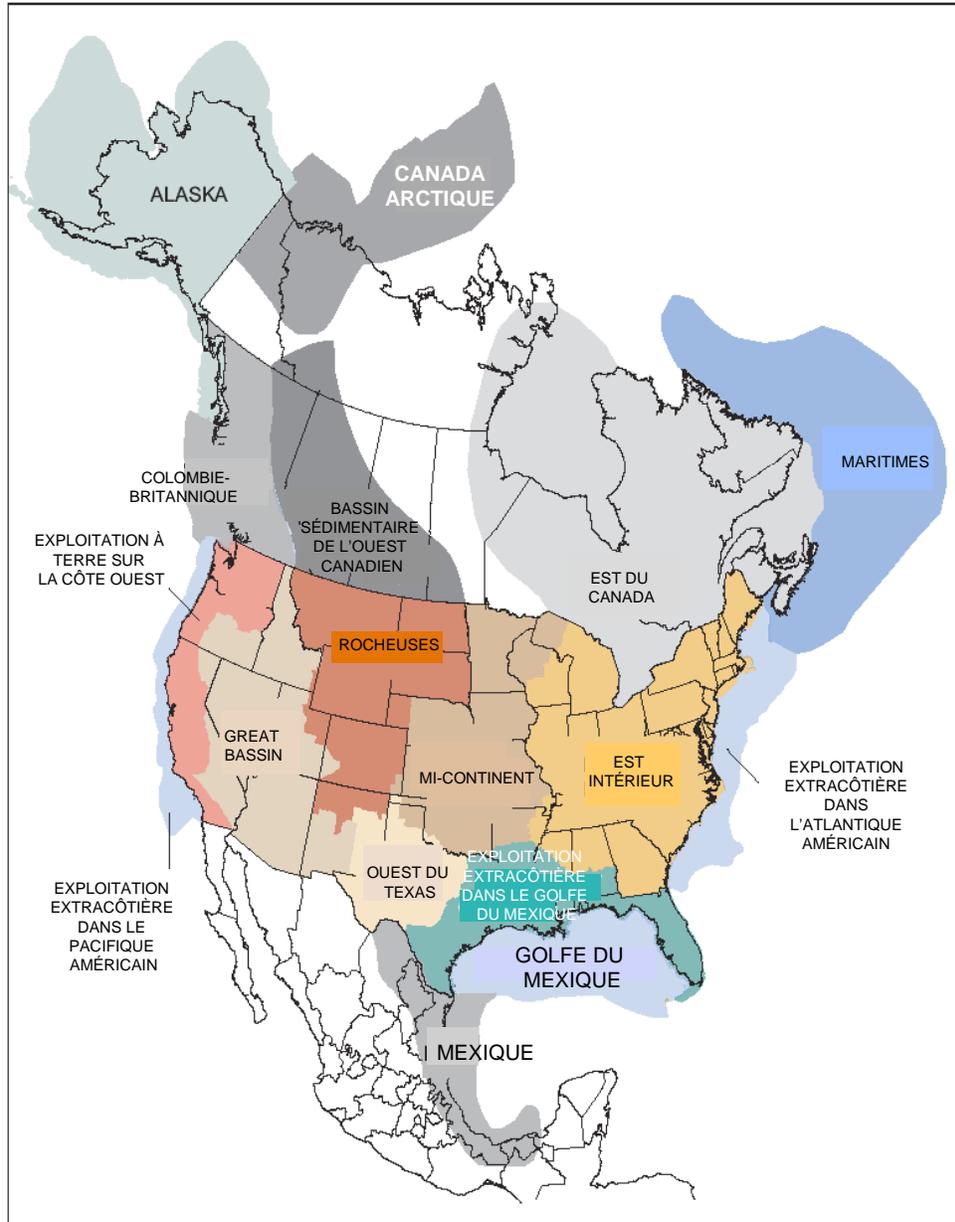
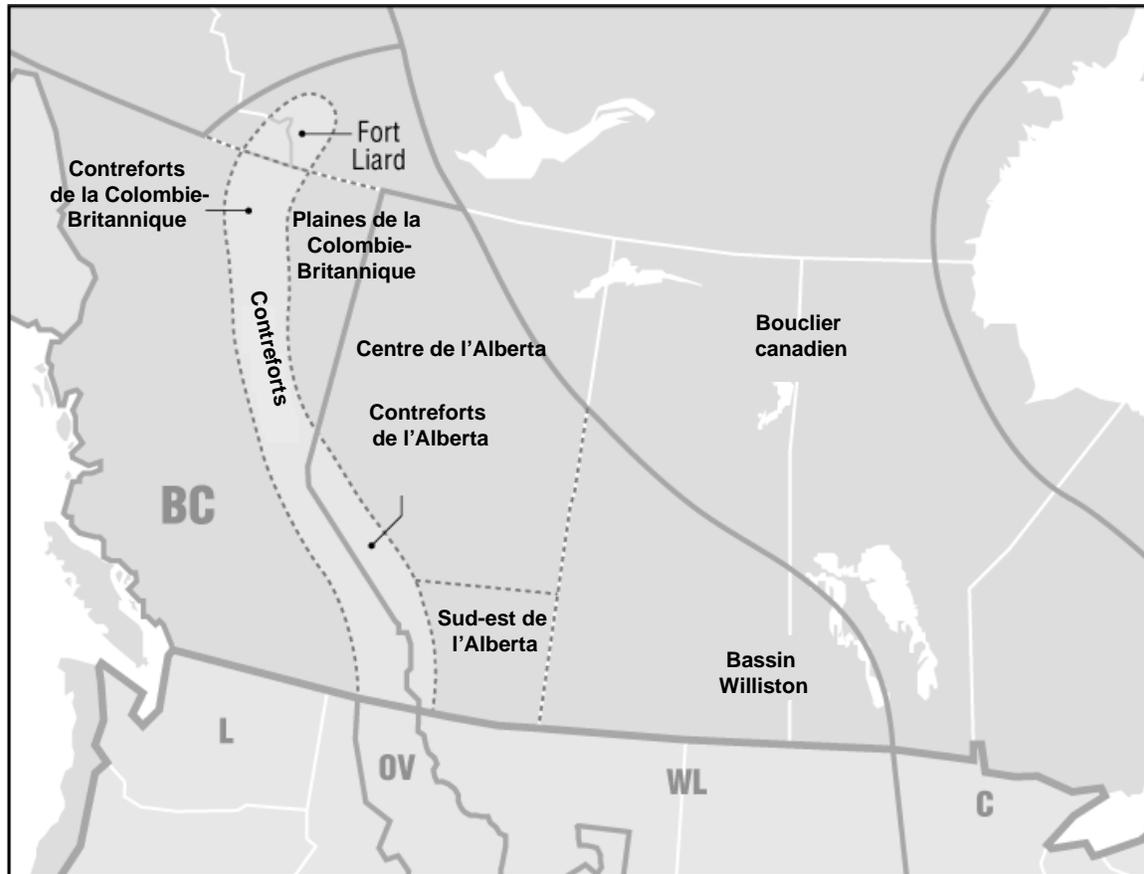


Figure A-7
Sous-régions du BSOC selon le MAH



A.2.1 Caractérisation des ressources dans le MAH

Ressources conventionnelles

Les ressources conventionnelles figurant au modèle comprennent les réserves prouvées, l'évaluation des réserves des champs existants, des champs à découvrir ou des champs nouveaux. Les réserves prouvées et l'appréciation des réserves se caractérisent par des taux de récupération et des coûts au puits, tandis que les nouveaux champs se caractérisent par une classe USGS de taille de champ, de taux de récupération au puits et de coûts de développement sur terre et extracôtier.

Ressources non conventionnelles

Le méthane de gisement houillé, le gaz compact et le gaz d'argile litée sont modélisés séparément dans le MAH. Il contient plus de 200 cellules de modélisation des gaz non conventionnels des États-Unis et du Canada. Chacune de ces cellules contient la représentation de la ressource et les éléments de coût du forage et de la production de la ressource. Les données qui en font partie sont la profondeur de forage, la récupération par puits et les coûts de forage et de complétion, les coûts de stimulation et un profil typique de production. Les aspects économiques sont évalués sur la base des flux monétaires actualisés, après impôts.

