



# ***Gaz naturel canadien***

Revue de 2003 et perspectives à 2020

Décembre 2004

***Division du gaz naturel***

Direction des ressources pétrolières

Secteur de la politique de l'énergie





## **Avant-propos**

*Gaz naturel canadien : Revue du marché 2003 et perspectives à 2020* est un document de travail annuel préparé par la Division du gaz naturel de Ressources naturelles Canada. Le document contient des résumés des tendances nord-américaines dans l'industrie du gaz naturel de même qu'un examen des exportations canadiennes de gaz. Le Mexique est en grande partie exclue du présent rapport.

À titre de conseillers en matière de gaz naturel auprès du ministre de Ressources naturelles Canada, nous publions le présent rapport afin d'amorcer le dialogue avec les représentants de l'industrie et d'obtenir des commentaires au sujet de nos interprétations des questions concernant le gaz naturel. Le rapport sert aussi d'intrant à d'autres rapports de RNCAN comme *Perspectives énergétiques du Canada*. L'objectif du présent rapport est de donner un aperçu du marché nord-américain du gaz naturel de façon succincte.

### **Structure du rapport**

La principale section du présent rapport est composée de graphiques et contient peu de texte. Le rapport est une analyse structurée des éléments fondamentaux du marché (l'offre, la demande et autre) de la dernière année (2003), à court terme (2004 et début de 2005) et à long terme (d'ici à 2020). Nous avons procédé à cette analyse en premier. Ensuite, le sommaire a été rédigé sur la base de l'analyse effectuée dans la section principale, dont il traite de façon cohérente. Le sommaire est composé uniquement de texte – sans graphiques – et il figure en tête du rapport.

### **Sources**

Diverses sources ont été utilisées pour préparer le présent rapport, y compris des experts-conseils du secteur privé, des associations de l'industrie et des organismes gouvernementaux fédéraux au Canada et aux États-Unis (É.-U.). Nos principales sources de données

statistiques sont de l'Office national de l'énergie (ONÉ), de la Energy Information Administration (EIA) et de Statistique Canada.

Nous nous sommes efforcés d'inclure dans le présent rapport les données les plus récentes, mais celles de nombreuses sources sont révisées continuellement. Par conséquent, les données de 2002 sont susceptible de différer de celles que nous avons présentées l'an dernier.

### **Présentation du rapport**

Le rapport est présenté en format paysage, comme c'était le cas l'an dernier, afin d'en favoriser la lisibilité à l'écran. La plupart des pages comportent deux graphiques et un texte d'accompagnement.

### **Site Web de la Division du gaz naturel**

Ce rapport est accessible sur notre site Web : <http://www.gaznat.rncan.gc.ca/>. Les autres rapports de la Division du gaz naturel, y compris les versions précédentes de la revue et des perspectives, se trouvent également sur ce site. On peut obtenir des copies noir et blanc du présent rapport. La version Internet est en couleur. Les clients qui disposent d'une imprimante couleur peuvent donc produire une version couleur à partir de la version Internet.

### **Pour obtenir une copie**

Pour obtenir un exemplaire du présent rapport, veuillez communiquer avec nous par téléphone, au (613) 992-9612, ou par télécopieur, au (613) 995-1913, ou encore envoyez-nous un courriel à [dboisjol@rncan.gc.ca](mailto:dboisjol@rncan.gc.ca).



## ***Division du gaz naturel***

### **Questions et commentaires**

Nous vous sommes reconnaissants de vos commentaires et questions. Prière d'adresser ceux qui concernent la *Revue du marché de 2003* à Paul Cheliak, au (613) 995-0422 ([pcheliak@nrcan.gc.ca](mailto:pcheliak@nrcan.gc.ca)). Ceux qui portent sur les *Perspectives jusqu'en 2020* peuvent être communiqués à Kevin Fenech, au (613) 992-8377 ([kfenech@nrcan.gc.ca](mailto:kfenech@nrcan.gc.ca)). Enfin, n'hésitez pas à communiquer avec John Foran, au (613) 992-0287 ([iforan@nrcan.gc.ca](mailto:iforan@nrcan.gc.ca)) pour tous commentaires ou questions concernant quelque partie du rapport.

### **Information concernant la Division du gaz naturel**

La Division du gaz naturel fait partie de la Direction des ressources pétrolières, qui comprend aussi la Division du pétrole, la Division de la gestion des régions pionnières et la Division de la protection des infrastructures énergétiques.

La Division du gaz naturel fournit au ministre de Ressources naturelles Canada et au gouvernement fédéral de l'information et des conseils techniques, réglementaires, stratégiques et économiques sur les questions concernant le gaz naturel.

La Division conseille également le Ministre sur les questions liées à ses obligations statutaires en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie et de la Loi sur la sécurité des transports. Elle gère aussi le Secrétariat d'arbitrage sur les pipelines.

### **Division du gaz naturel, Personnes-ressources:**

#### **Directeur**

Jim Booth (613) 992-9780 [jbooth@nrcan.gc.ca](mailto:jbooth@nrcan.gc.ca)

#### **Adjointe Administratif**

Diane Boisjoli (613) 992-9612 [dboisjol@nrcan.gc.ca](mailto:dboisjol@nrcan.gc.ca)

#### **Personnel:**

Bruce Akins (613) 943-2214 [bakins@nrcan.gc.ca](mailto:bakins@nrcan.gc.ca)

Lynn Allinson (613) 996-1690 [lyallins@nrcan.gc.ca](mailto:lyallins@nrcan.gc.ca)

Lisanne Bazinet (613) 995-5849 [lbazinet@nrcan.gc.ca](mailto:lbazinet@nrcan.gc.ca)

Paul Cheliak (613) 995-0422 [pcheliak@nrcan.gc.ca](mailto:pcheliak@nrcan.gc.ca)

Dan Cowan (613) 996-5411 [dcowan@nrcan.gc.ca](mailto:dcowan@nrcan.gc.ca)

Margaret deHaan (613) 947-6774 [madehaan@nrcan.gc.ca](mailto:madehaan@nrcan.gc.ca)

Kevin Fenech (613) 992-8377 [kfenech@nrcan.gc.ca](mailto:kfenech@nrcan.gc.ca)

John Foran (613) 992-0287 [iforan@nrcan.gc.ca](mailto:iforan@nrcan.gc.ca)

Pierre Langlois (613) 947-4260 [planglois@nrcan.gc.ca](mailto:planglois@nrcan.gc.ca)

Pat Martin (613) 947-6691 [pmartin@nrcan.gc.ca](mailto:pmartin@nrcan.gc.ca)

Télécopieur: (613) 995-1913

Adresse postale:

Ressources naturelles Canada  
Division du gaz naturel  
580, rue Booth, 17<sup>e</sup> étage  
Ottawa (Ontario) K1A 0E4



**Gaz naturel canadien**  
**Revue de 2003 et perspectives à 2020**

**TABLE DES MATIÈRES**

**Sommaire.....iii**

**Revue de 2003**

Demande de gaz naturel.....1  
Offre de gaz naturel.....9  
Ressources et réserves de gaz naturel.....19  
Stockage de gaz naturel.....25  
Prix du gaz naturel.....29  
Ventes canadiennes à l'exportation, les importations, et sur le marché intérieur.....35

**Perspectives à court terme.....41**

**Perspectives jusqu'en 2020**

Demande de gaz naturel.....45  
Offre de gaz naturel.....49  
Prix du gaz naturel.....55  
Ventes canadiennes à l'exportation et sur le marché intérieur.....57

**Gaz naturel canadien**  
**Revue de 2003 et perspectives à 2020**

**TABLE DES MATIÈRES**  
**(prolongé)**

<b><i>Annexe 1: Méthane de gisements houillers au Canada.....</i></b>	<b><i>63</i></b>
<b><i>Annexe 2: Gaz naturel liquéfié au Canada.....</i></b>	<b><i>67</i></b>
<b><i>Annexe 3: Gazoducs nord-Américains: Examen quinquennal et perspectives.....</i></b>	<b><i>71</i></b>
<b><i>Bibliographie et sources.....</i></b>	<b><i>75</i></b>



# ***Sommaire***



# Sommaire

## Revue de 2003

Le marché canadien du gaz naturel s'inscrit dans le cadre d'un marché nord-américain intégré sur lequel de nombreux fournisseurs sont à même de livrer leurs produits à de multiples débouchés par voie d'un grand réseau nord-américain de gazoducs. Le gaz naturel est négocié quotidiennement, et ses cours témoignent des facteurs déterminants de la demande et de l'offre tant au Canada qu'aux États-Unis.

Les cours nord-américains du gaz naturel se situent dans une fourchette majorée depuis la mi-2000. Les prix de l'Alberta (AECO) se sont établis en moyenne à 5,45 \$ CAN/gigajoule (GJ) de la mi-2000 à la fin de 2003. Au cours de cette période marquée par des prix accrus, les cours ont été relativement faibles en 2002, se chiffrant en moyenne à 3,83 \$ CAN/GJ.

Par contre, au début de la saison de chauffage à l'hiver 2002-2003, les cours ont amorcé une ascension et ont atteint 5,25 \$ CAN/GJ en décembre et 8,45 \$ en mars. La hausse a été mise sur le compte du temps froid, d'inquiétudes concernant la production de gaz naturel et de la progression des cours mondiaux du pétrole brut. Les cours de l'Alberta se sont établis en moyenne à 6,31 \$ CAN/GJ au cours de l'année civile 2003, soit 65 % de plus que l'année précédente. De plus, les prix sont demeurés élevés tout au long de 2003, surtout sous l'effet d'inquiétudes grandissantes concernant la production de gaz naturel, des niveaux de stockage relativement faibles, du renforcement de l'économie industrielle, d'une demande canadienne en hausse et de cours soutenus du pétrole brut.

## Taux de forage records mais production stable

Les cours accrus du gaz naturel ont porté l'activité de forage à

des niveaux records partout en Amérique du Nord. Au Canada, un nombre record de puits de gaz naturel ont été forés en 2003 – 13 932 – 54 % de plus que l'année précédente et 24 % de plus que la dernière année record, 2001. La tendance à forer des puits peu profonds s'est poursuivie dans l'Ouest canadien. Près de 80 % des puits gaziers canadiens ont été pratiqués dans des zones à gisements peu profonds et à faible productivité en Saskatchewan et dans l'est de l'Alberta.

Les niveaux de production canadiens ont été décevants, compte tenu des cours élevés et de l'activité de forage record. En effet, la production canadienne a diminué pour la deuxième année consécutive, soit de 4 % en 2003, à la suite d'une chute de 1 % en 2002. La production du BSOC a reculé de 194 milliards de pi<sup>3</sup>, ou 4 %, surtout à cause de la baisse de production de 127 milliards de pi<sup>3</sup> au champ gazier autrefois fort productif de Ladyfern dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

La production de gaz naturel du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable a diminué de 27 milliards de pi<sup>3</sup>, soit 14 %, en 2003. La production à cet endroit a atteint un sommet en décembre 2001, c'est-à-dire une moyenne de près de 590 millions de pi<sup>3</sup> par jour, mais elle est en baisse depuis. Alors que la deuxième phase du projet (Alma 1) a été mise en exploitation en décembre 2003, avec un niveau de production d'environ 125 millions de pi<sup>3</sup>/j, Alma 1 n'a fait que suppléer la chute de production du volet 1.

Le nombre d'installations américaines de forage gazier était supérieur de 29 % en 2003 à ce qu'il avait été en 2002, et la

## Sommaire

production gazière américaine s'est accrue de 1 %, soit 105 milliards de pi<sup>3</sup>, par rapport à l'année précédente. Des hausses de production ont été enregistrées au centre du continent américain (79 milliards de pi<sup>3</sup>), dans les Rocheuses américaines (71 milliards de pi<sup>3</sup>) et dans la zone terrestre du Golfe (161 milliards de pi<sup>3</sup>), tandis qu'une baisse a été constatée dans la zone extracôtière du Golfe (-188 milliards de pi<sup>3</sup>).

### **Hausse de la demande canadienne de gaz naturel, baisse de la demande américaine**

Dans l'ensemble, la demande canadienne de gaz naturel a augmenté de 178 milliards de pi<sup>3</sup> en 2003, pour se chiffrer à 2 914 milliards de pi<sup>3</sup>, soit 7 % de plus qu'en 2002. En revanche, la demande américaine a chuté de 1 141 milliards de pi<sup>3</sup>, ou 5 %, pour s'établir à 21 877 milliards de pi<sup>3</sup>.

Le marché captif (résidentiel et commercial) représentait 38 % de la demande américaine totale en 2003. La demande de gaz naturel du marché captif a progressé partout en Amérique du Nord au cours de l'année, surtout à cause du temps extrêmement froid qui a marqué la fin de la saison de chauffage de 2002-2003. L'année 2003 est la plus froide qu'aient connue le Canada et les États-Unis depuis 1996 et 1997 respectivement.

La demande canadienne de gaz naturel pour la transformation industrielle et la production d'électricité en 2002 a crû de 6 % et 8 % respectivement. La demande canadienne pour la transformation industrielle était en hausse de 59 milliards de pi<sup>3</sup>, surtout en raison de la demande de gaz naturel aux fins des sables bitumineux de l'Alberta, qui a grimpé de 29 % en 2003.

En effet, l'exploitation des sables bitumineux a consommé 220 milliards de pi<sup>3</sup> de gaz naturel en 2003.

La situation contraire s'est produite aux États-Unis : la demande de l'industrie est tombée de 8 %, celle des producteurs d'électricité, de 13 %. La demande américaine de gaz naturel pour la transformation industrielle a chuté de 591 milliards de pi<sup>3</sup> en 2003, à la suite de modestes hausses enregistrées en 2002. Les cours élevés ont forcé des utilisateurs industriels sensibles aux prix à fermer leurs portes, à réduire la production, à changer de carburant ou à s'approvisionner auprès de producteurs étrangers, qui pratiquent normalement des cours du gaz naturel plus avantageux. Le recul de la demande pour la production d'électricité a été principalement motivé par l'été très doux qu'ont connu les principales régions consommatrices de gaz naturel des États-Unis.

La consommation de gaz naturel pour la production d'électricité a augmenté sensiblement depuis 10 ans. La plus grande part de la nouvelle capacité de production installée en Amérique du Nord ces dernières années est alimentée au gaz naturel, grâce à son échelonnabilité, à son faible coût d'immobilisations et à ses effets limités sur l'environnement. Malgré la tendance, la demande américaine de gaz naturel destiné au secteur a reculé de 742 milliards de pi<sup>3</sup>. En revanche, la demande canadienne de gaz naturel aux mêmes fins a progressé de 21 milliards de pi<sup>3</sup> au cours de la même année.

### **La hausse des importations américaines de GNL compense la diminution des exportations canadiennes de gaz naturel**

Il existe actuellement quatre terminaux actifs d'importation de

## Sommaire

GNL aux États-Unis, soit à Lake Charles (Louisiane), Everett (Massachusetts), Cove Point (Maryland) et Elba Island (Georgie). Le GNL acquiert beaucoup d'importance dans la composition de l'offre américaine de gaz naturel : il s'est chiffré à près de 2 % du total en 2003.

Les importations de GNL, chiffrées à 507 milliards de pi<sup>3</sup>, représentaient près de 13 % de la totalité des importations américaines de gaz naturel en 2003, ce qui représente une forte hausse par rapport à la donnée correspondante de 228 milliards de pi<sup>3</sup>, ou 6 %, en 2002. Les exportations canadiennes de gaz naturel vers les États-Unis ont diminué de 299 milliards de pi<sup>3</sup>, tandis que les importations américaines de GNL augmentaient de 279 milliards de pi<sup>3</sup>. Les importations américaines de GNL ont compensé presque entièrement le recul des importations par pipeline en provenance du Canada.

Dans l'ensemble, les flux d'exportations du Canada vers les États-Unis se sont élevés à 3 481 milliards de pi<sup>3</sup> en 2003, 8 % de moins qu'en 2002. Les importations canadiennes de gaz naturel en provenance des États-Unis se sont établies à 371 milliards de pi<sup>3</sup> en 2003, c'est-à-dire à 111 de plus qu'en 2002. Il en résulte une chute marquée des exportations canadiennes nettes à destination des États-Unis, de 3 520 milliards de pi<sup>3</sup> en 2002, à 3 110 en 2003, une baisse de 12 %.

À l'échelle régionale, les exportations matérielles vers l'Ouest américain étaient en baisse de 16 %, celles qui étaient destinées au Midwest, de 3 %, tandis que les volumes à destination du Nord-Est ont baissé de 8 %. La baisse des exportations s'explique principalement par la demande élevée

au Canada, la production nord-américaine stable, l'extension des pipelines américains dans les Rocheuses et une faible demande américaine.

Malgré des volumes d'exportations affaiblis en 2003, les revenus d'exportation des producteurs ont dépassé les niveaux records de 22,8 milliards de dollars canadiens enregistrés en 2001 pour s'établir à 23,4 milliards. Les revenus de 2003 ont progressé de 7,23 milliards de dollars canadiens, c'est-à-dire de 44 %, en comparaison de 2002, à la suite de la hausse des cours du gaz naturel.

### Variation des stocks en 2003

Le temps froid et la demande élevée sur le marché captif au début de 2003 se sont traduits par d'importants retraits précoces des stocks. Par conséquent, les niveaux de stockage nord-américains le 1<sup>er</sup> avril 2003 (au début de la saison d'injection) se chiffraient à 759 milliards de pi<sup>3</sup>, 54 % de moins que les niveaux enregistrés en 2002, c'est-à-dire 1 656. À titre comparatif, la moyenne quinquennale d'avril est d'environ 1 260 milliards de pi<sup>3</sup>, donc supérieure de 40 % aux niveaux constatés en avril 2003. Grâce à la faible demande américaine, d'importantes injections de stocks, attendues avec impatience, ont pu être effectuées tout au long de l'été 2003. Le volume maximal a été atteint au début de novembre 2003, et il s'est établi à 3 620 milliards de pi<sup>3</sup>, soit 4 % de plus que le niveau normal de 3 484 milliards de pi<sup>3</sup>.

En novembre et décembre 2003, les températures ont grimpé en comparaison de 2002. Grâce au temps doux, les stocks en fin d'année 2003 étaient supérieurs de 282 milliards de pi<sup>3</sup> à ce qu'ils avaient été un an plus tôt. À la fin de la saison de

## Sommaire

chauffage (avril 2004), les stocks nord-américains de gaz naturel étaient supérieurs de 403 milliards de pi<sup>3</sup> aux niveaux constatés en avril 2003. Les craintes que les faibles niveaux de stockage ont suscitées sur le marché ont contribué à la hausse des cours en 2003 et au début de 2004.

### Prix élevés en 2003

Les cours du gaz naturel ont repris de la vigueur en 2003 après avoir piqué partout sur le continent en 2002. En effet, ils ont atteint des niveaux records ou quasi records dans toutes les grandes régions de l'Amérique du Nord. À titre d'exemple, les prix NYMEX étaient en hausse de 67 %, ceux de l'Alberta, de 85 %, en 2003. De plus, il semble qu'ils se soient désormais fixés en permanence dans la fourchette de 4 à 6 \$ US/million de BTU. Le changement s'explique par plusieurs raisons, parmi lesquelles figuraient, en 2003, de faibles niveaux de stockage, des cours élevés du pétrole brut, le temps froids et la production stable.

Les conditions météorologiques peuvent être déterminantes du prix du gaz naturel, et elles sont souvent qualifiées de « facteur impondérable ». Le Nord-Est des États-Unis et le Canada ont été frappés d'un froid sibérien au premier trimestre de 2003, situation qui a haussé la demande, portant les cours NYMEX au-dessus de la barre des 6,50 \$ US/million de BTU. Plus ou moins au même moment, la production de gaz naturel a été inférieure aux attentes, ce qui a également gonflé les prix. Le temps frais au deuxième et au troisième trimestre a freiné la demande de gaz naturel pour la production d'électricité au cours de l'été, mais les cours sont demeurés élevés à cause d'inquiétudes persistantes concernant le niveau de stockage. Par conséquent, les prix NYMEX se sont établis en moyenne à

5,40 \$ et 4,97 \$ US/million de BTU, respectivement, au deuxième et au troisième trimestre de 2003. Au cours du dernier trimestre de 2003, les craintes ont commencé à se dissiper, et les prix NYMEX ont diminué légèrement pour se fixer en moyenne à 4,58 \$ US/million de BTU.

Parmi les régions, les Rocheuses ont connu la plus forte hausse des prix, qui ont plus que doublé par rapport aux moyennes de 2002. Cela résultait de la capacité accrue des gazoducs de la région, qui a débouché sur une plus forte interconnectivité des Rocheuses, du Nord-Ouest du Pacifique et de la Californie, équilibrant du coup les prix entre les régions. Les cours des marchés de l'Est ont commencé à devancer ceux des marchés de l'Ouest, notamment ceux de Boston et de Dawn et les prix NYMEX. Le phénomène s'explique principalement par le temps froid qui a enclenché une poussée de la demande dans le Nord-Est des États-Unis et a creusé l'écart entre les prix à Boston et les prix AECO.

Puisque quantité d'exploitants industriels et de producteurs d'électricité peuvent remplacer le gaz naturel par des carburants à base de pétrole, les cours mondiaux du pétrole brut influencent la demande et les prix du gaz naturel. La moyenne des cours du pétrole West Texas Intermediate s'est chiffrée à 30 \$/baril en 2003, 5 \$ de plus qu'en 2002. Ainsi, les cours élevés du pétrole ont soutenu les prix élevés du gaz naturel tout au long de 2003.

### Réserves canadiennes en baisse, réserves américaines en hausse

Les données sur les réserves paraissent environ un an après coup. Les réserves prouvées des États-Unis s'établissaient à

## Sommaire

187 billions de pi<sup>3</sup> le 1<sup>er</sup> janvier 2003, soit 2 % de plus qu'un an plus tôt. Les réserves canadiennes prouvées à pareille date étaient de 58,7 billions de pi<sup>3</sup>, à savoir 2 % de moins que ce qu'elles avaient été voilà un an. Les réserves nord-américaines ont crû de 1 %, comme les nouvelles réserves prouvées qui ont été recensées étaient supérieures à la production.

Les tendances suivies par les réserves sont un excellent indicateur de la production future. Par le passé, des additions aux réserves supérieures à la production étaient le signe de hausses futures de cette dernière. Comme les additions aux réserves des dernières années ont été à peu près égales ou inférieures à la production, la situation semble annoncer une offre stable à moyen terme.

### **Perspectives à court terme – Un marché serré**

Les cours du gaz naturel ont progressé régulièrement, allant de 3,83 \$ CAN/GJ sur le marché au comptant de l'Alberta en 2002 à une moyenne de 6,31 \$/GJ en 2003 et de 6,48 \$/GJ au cours des sept premiers mois de 2004. Parmi les facteurs dominants qui ont influé sur les prix du gaz naturel figurent un équilibre serré et persistant entre l'offre et la demande, des cours mondiaux élevés du pétrole brut et une croissance économique relativement robuste. Les cours auraient même pu être plus élevés si ce n'avait été de l'hiver relativement clément de 2003-2004, lequel a fait croître les stocks de gaz naturel et les a fixés au-dessus de la normale au début de l'été 2004.

Le 1<sup>er</sup> avril 2004, il fallait des injections de 2 338 milliards de pi<sup>3</sup> pour porter les stocks à 3,5 billions de pieds cubes le 1<sup>er</sup> novembre. Les injections effectuées au cours de l'été ont été plus que suffisantes, comme le temps doux a limité la demande

sur le marché captif et ailleurs. Au 1<sup>er</sup> octobre, l'industrie est en passe d'atteindre, voire de dépasser, les 3,5 billions de pi<sup>3</sup> nécessaires en prévision de la saison de chauffage.

Les conditions météorologiques seront le facteur impondérable dominant au cours de la saison de chauffage prochaine. Si l'hiver est plus froid que la normale, les prix du gaz naturel augmenteront à nouveau. En revanche, si la saison est clémente, les cours diminueront.

Outre les stocks et les conditions météorologiques, le forage et la production de gaz naturel aussi bien que les cours du pétrole brut influenceront sur les prix du gaz naturel. Le nombre de puits de gaz naturel canadiens complétés augmente régulièrement depuis 2002. Au cours des 7 premiers mois de 2004, 8 634 puits ont été forés, soit 43 % de plus qu'au cours de la même période en 2003. Selon les prévisions, plus de 14 000 puits seront forés en 2004, nombre supérieur au niveau record atteint l'année dernière.

Bien que la productivité du BSOC demeure préoccupante, il y a quand même lieu de se réjouir. Des données préliminaires de Statistique Canada nous apprennent que la production de gaz naturel a crû de 2 % au cours des cinq premiers mois de 2004 en regard de l'année précédente, surtout grâce à l'activité de forage record de 2003.

Malgré des niveaux de forage records de puits de gaz naturel en Amérique du Nord, il est probable que l'offre n'augmente que légèrement dans l'ensemble tout au long de 2005. Pour cette raison, les cours du gaz naturel sont censés demeurer élevés.

## Sommaire

Les cours de l'Alberta se sont chiffrés en moyenne à 6,31 \$ CAN/GJ en 2003, et la donnée correspondante est censée être de 7,25 \$ au cours de la saison de chauffage de 2004-2005. La prévision « consensuelle » fixe les prix de l'Alberta à 7 \$ CAN/GJ au cours de l'année civile 2005.

### Perspectives jusqu'en 2020 – Révisions à la baisse

Nous avons fondé nos perspectives à long terme des éléments fondamentaux du marché de gaz naturel sur les prévisions établies par l'Office national de l'énergie (du Canada) et l'Energy Information Administration (des États-Unis), aussi bien que celles de divers consultants engagés par le Ministère.

Nous nous sommes ensuite servis de moyennes pour en arriver à ce que l'on pourrait appeler un scénario « consensuel ». Par exemple, nous supposons que la demande de gaz en 2020 sera égale à la moyenne de certaines prévisions de la demande de 2020. Ce faisant, nous entendons simplement permettre de comprendre l'éventail des points de vue de diverses sources.

On s'attend à ce que la demande américaine de gaz en 2020 atteigne près de 29 billions de pi<sup>3</sup> et que la demande canadienne s'élève à 4 billions de pi<sup>3</sup>, soit un total de 33 billions de pi<sup>3</sup> pour le marché nord-américain. Cela représenterait une augmentation de 8,2 billions de pi<sup>3</sup>, ou 33 %, par rapport à la demande de 2003 et une hausse annuelle moyenne de quelque 1,5 %. La majeure partie de la hausse sera probablement imputable au secteur industriel et à celui de la production d'électricité.

On répondra à la demande par une production américaine de gaz de 21,7 billions de pi<sup>3</sup>, une production de l'Ouest canadien de 5,5 billions de pi<sup>3</sup>, un niveau de production de la plate-forme Scotian de 0,7 billion de pi<sup>3</sup>, un niveau de production du delta de MacKenzie de 0,6 billion de pi<sup>3</sup>, des importations canadiennes de GNL de 0,4 billion de pi<sup>3</sup> et des importations américaines de GNL de près de 4 billions de pi<sup>3</sup>.

En comparaison de notre rapport de l'an dernier, les prévisions de la production nord-américaine ont été révisées à la baisse, principalement du fait d'attentes décroissantes à l'égard de la production nord-américaine de gaz naturel classique. Par contre, les prévisions réduites de la production classique sont largement compensées par des attentes accrues quant à l'importation nord-américaine, canadienne y comprise, de GNL étranger.

Les importations nord-américaines de GNL de 2020 sont estimées à quelque 4,4 billions de pi<sup>3</sup>, ce qui se compare au scénario « consensuel » de l'an dernier, qui les fixait à 2 billions de pi<sup>3</sup> en 2015. En 2020, les importations de GNL sont censées représenter plus de 13 % de l'offre nord-américaine totale de gaz naturel.

Les prévisions de la production canadienne englobent le gaz naturel provenant du delta du MacKenzie. La moyenne de trois prévisions fixe la production de gaz naturel de cette source à près de 1 milliard de pi<sup>3</sup>/j débutant en 2010 et à environ 1,8 milliard de pi<sup>3</sup>/j en 2020, ou 0,64 billion de pi<sup>3</sup>.

Cette année, la composition globale de l'offre américaine comprend des prévisions de production potentielle de gaz



## Sommaire

naturel du versant nord de l'Alaska. L'EIA est d'avis que la production de gaz naturel y débutera en 2018 et qu'elle se chiffrera à 4 milliards de pi<sup>3</sup>/j à destination du Canada et des 48 États américains du continent.

Le cours nominal américain du gaz naturel est censé se chiffrer en moyenne à 4,50 \$ US/million de BTU en 2004 et à dépasser la barre des 6 \$ en 2020. Le cours nominal de l'Alberta devrait s'établir en moyenne à 5,60 \$ CAN/GJ en 2004 et à 5,40 \$ au cours de la période prévisionnelle. Les prévisions de prix ont augmenté au cours des deux dernières années.

Dans des versions antérieures du présent rapport, les auteurs avaient fondé les prévisions d'exportations sur des capacités d'acheminement hypothétiques des gazoducs, auxquelles ils avaient appliqué des facteurs de charge grandissants pour obtenir des volumes d'exportations en progression. Or cette méthode n'est plus valable, puisque nous nous apercevons que les exportations sont désormais limitées par l'offre et non par la capacité d'exportation. Par conséquent, les prévisions « consensuelles » ne font qu'intégrer les opinions de divers prévisionnistes sur la production et la demande canadienne. Le « consensus » prévoit des exportations nettes relativement stables au cours de la période de 2004 à 2020, soit aux environs de 2,7 à 3,5 milliards de pi<sup>3</sup> par an.

Selon le « consensus », les importations américaines de GNL devraient dépasser les importations américaines de gaz naturel canadien acheminé par gazoducs aux environs de 2015. Les prévisions « consensuelles » estiment les importations américaines de GNL à quelque 3,6 milliards de pi<sup>3</sup>

en 2015, tandis qu'elles fixent les importations brutes de gaz naturel canadien à quelque 3,5 milliards de pi<sup>3</sup>.

Compte tenu de nos hypothèses quant à la production et au volume des exportations canadiennes ainsi que des prévisions de prix, les revenus nets des producteurs à la sortie de l'usine tirés de la vente de gaz naturel devraient se chiffrer à 46,6 milliards de dollars canadiens en 2020, dépassant le cap de 39,9 milliards atteint en 2003.

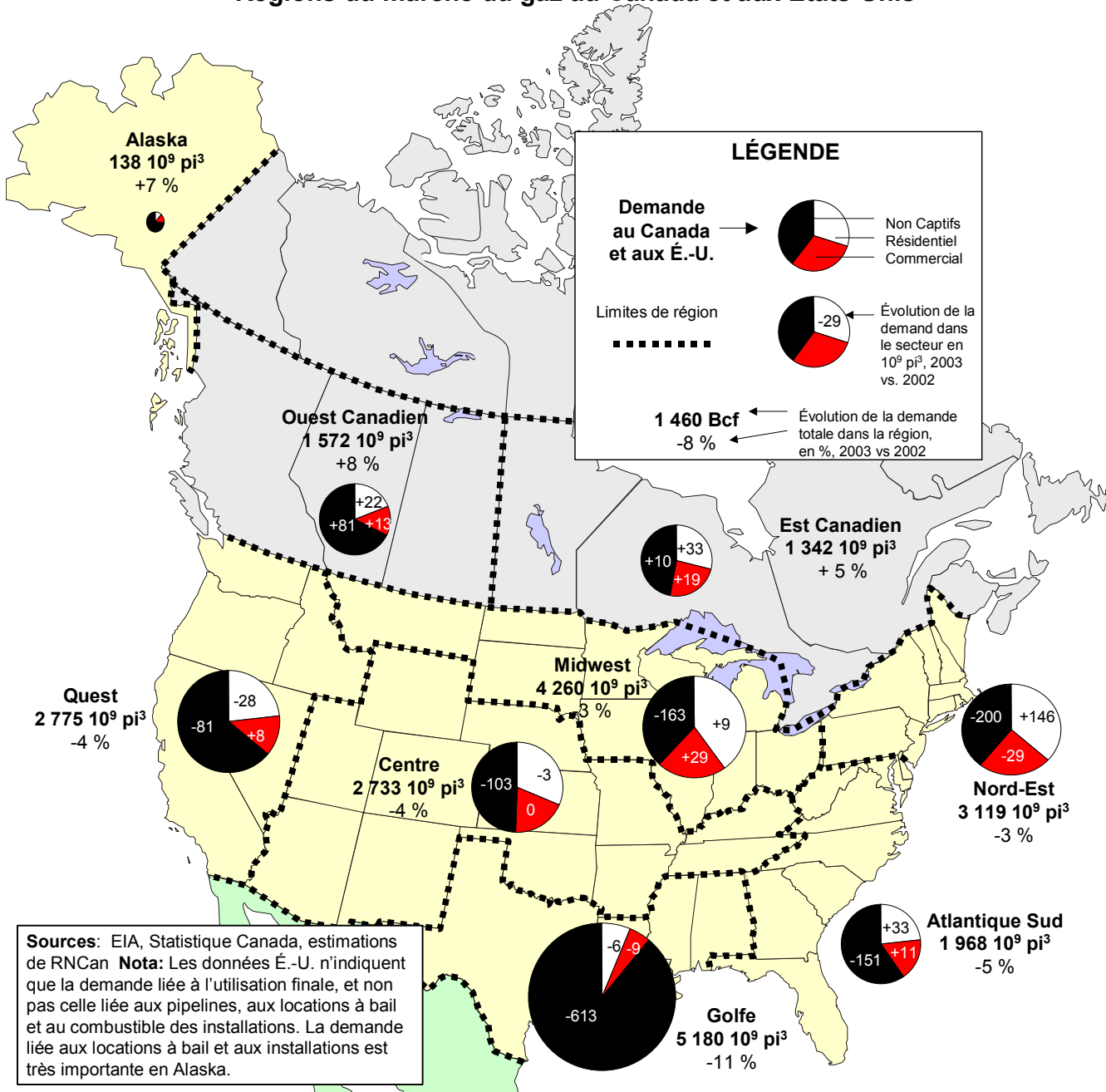
Dans l'ensemble, les prévisions des éléments fondamentaux du marché du gaz naturel laissent poindre un léger ralentissement de la croissance en comparaison des tendances historiques. Il semble que « les temps changent ».



## ***Revue de 2003***

Demande de gaz naturel

# Carte 1 Régions du marché du gaz au Canada et aux États-Unis



**Sources:** EIA, Statistique Canada, estimations de RNCan. **Nota:** Les données É.-U. n'indiquent que la demande liée à l'utilisation finale, et non pas celle liée aux pipelines, aux locations à bail et au combustible des installations. La demande liée aux locations à bail et aux installations est très importante en Alaska.

La carte 1 précise l'ampleur et l'emplacement de la demande nord-américaine de gaz naturel<sup>1</sup>. Elle illustre également la variation de la demande par rapport à l'année précédente, par région et par secteur.

Dans l'ensemble, la demande nord-américaine de gaz naturel a diminué de 4 % en 2003. Elle a baissé de 5 % aux États-Unis, tandis qu'elle a grimpé de 7 % au Canada. Les pertes les plus importantes ont été subies dans les régions du Golfe et de l'Atlantique Sud des États-Unis. La demande de gaz a augmenté de 7 % en Alaska.

La demande des secteurs non-captifs a reculé dans toutes les régions des États-Unis, particulièrement dans celles du Golfe et du Nord-Est. Au Canada, la demande de ces secteurs a augmenté de 6 % en 2003.

Le temps froid dans les parties nord et est de l'Amérique du Nord en 2003 s'est traduit par des hausses de la demande dans les secteurs résidentiel et commercial.

**Tableau 1**  
**Demande de gaz nord-américaine**

	2003 (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	2002 (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	Différence (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	Changement (%)
Secteur résidentiel É.-U.	5 085	4 890	195	4 %
Secteur commercial É.-U.	3 127	3 103	24	1 %
Secteur industriel É.-U.	6 966	7 557	-591	-8 %
Électricité É.-U.	4 929	5 672	-742	-13 %
Autre - É.-U. <sup>1</sup>	1 769	1 796	-27	-2 %
<b>Demande intérieure É.-U.</b>	<b>21 877</b>	<b>23 018</b>	<b>-1 141</b>	<b>-5 %</b>
Exportations américaines de GNL	64	63	1	2 %
Exportations américaines au Mexique	333	263	70	27 %
<b>Disposition totale aux É.-U.</b>	<b>22 274</b>	<b>23 344</b>	<b>-1 070</b>	<b>-5 %</b>
Secteur résidentiel canadien	675	620	55	9 %
Secteur commercial canadien	518	486	32	7 %
Secteur industriel canadien	1 029	970	59	6 %
Secteur électricité canadien	282	261	21	8 %
Canada autre <sup>1</sup>	410	399	11	3 %
<b>Demande totale canadienne</b>	<b>2 914</b>	<b>2 736</b>	<b>178</b>	<b>7 %</b>
<b>DEMANDE A.N. TOTALE</b>	<b>24 791</b>	<b>25 754</b>	<b>-963</b>	<b>-4 %</b>
<b>DISPOSITION A.N. TOTALE</b>	<b>25 188</b>	<b>26 080</b>	<b>-892</b>	<b>-3 %</b>

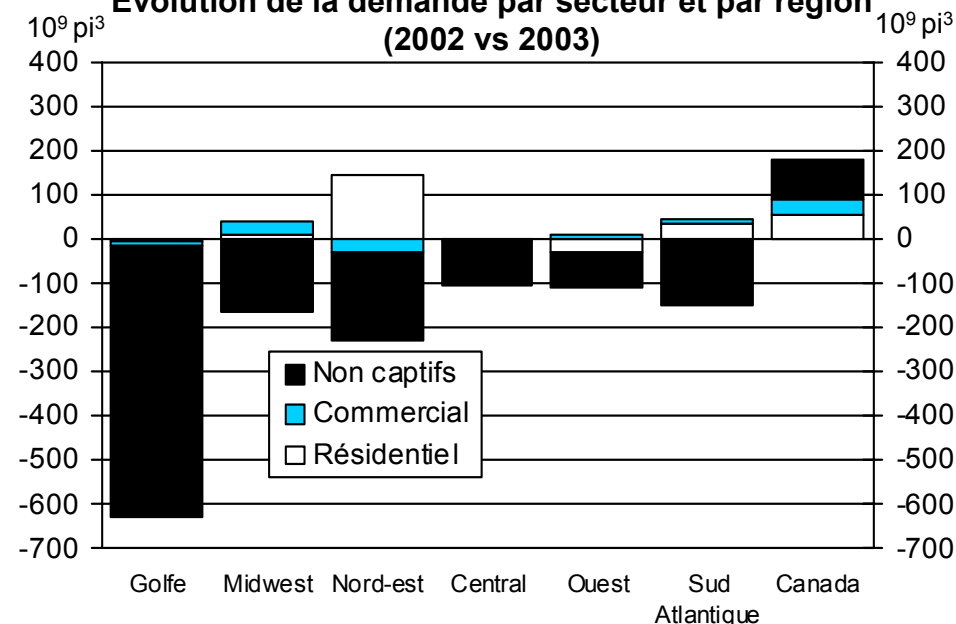
**Sources:** EIA, Statistique Canada **Nota:** <sup>1</sup>Autre comprend le carburant pour les compresseurs de pipeline, le carburant nécessaire au traitement et les pertes de transport

La demande nord-américaine de gaz a diminué de 4 % dans l'ensemble en 2003. La demande américaine du marché captif (secteurs résidentiel et commercial) a progressé de 219 milliards de pi<sup>3</sup>, ou 3 %, à cause du temps plus froid que la normale. La consommation américaine de gaz pour la transformation industrielle et la production d'électricité a baissé de 1 333 milliards de pi<sup>3</sup>, ou 11 %. La baisse est à mettre sur le compte des cours élevés du gaz naturel, qui ont rendu la consommation de gaz à des fins industrielles non économique.

La demande canadienne a été de 2 914 milliards de pi<sup>3</sup> en 2003, soit 7 % de plus qu'en 2002. Les hausses de la demande du marché captif sont le fait de températures plus froides que la normale dans la plupart des régions. La demande du marché non-captif s'explique par une consommation accrue pour la production d'électricité et la transformation industrielle.

**Figure 1**

**Évolution de la demande par secteur et par région (2002 vs 2003)**

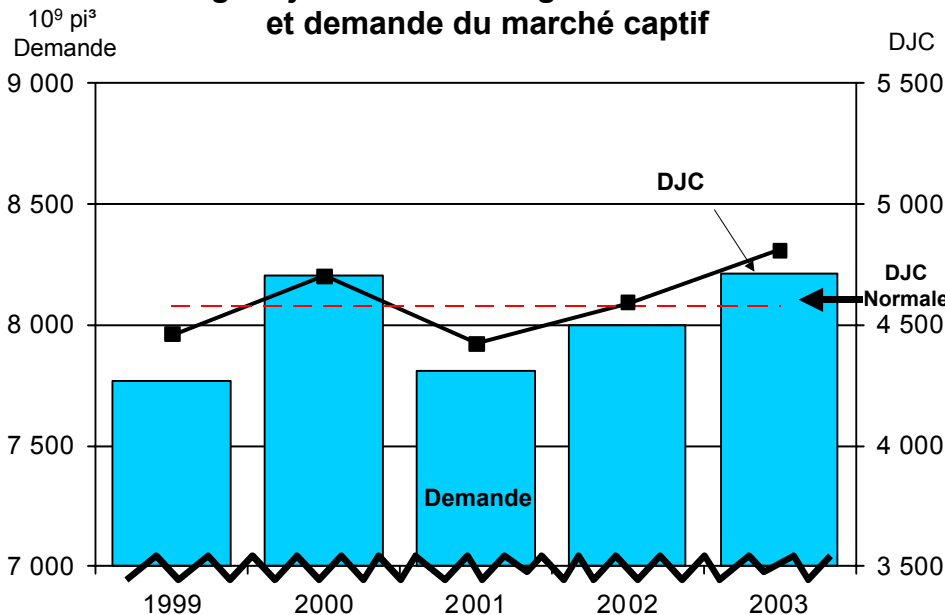


**Sources:** EIA, Statistique Canada, estimations de RNCAN **Nota:** Autoconsommation et combustible de pipeline ne sont pas indiqués.

La consommation nord-américaine de gaz naturel était en baisse de 963 milliards de pi<sup>3</sup>, ou 4 %, en 2003. Parmi les facteurs en cause figuraient d'importantes pertes du marché non-captif dans toute les régions sauf le Canada. La demande du marché non-captif a beaucoup chuté en 2002 dans la région du golfe du Mexique, zone qui connaît la plus forte demande de gaz de l'Amérique du Nord. La demande du marché non-captif a également baissé sensiblement dans le Nord-Est des États-Unis, où la diminution a été compensée en partie par la progression de la demande du secteur résidentiel. La demande du secteur commercial a relativement peu évolué en 2003.

**Figure 2**

**Degrés-jours de chauffage aux États-Unis et demande du marché captif**



Sources: EIA, NOAA

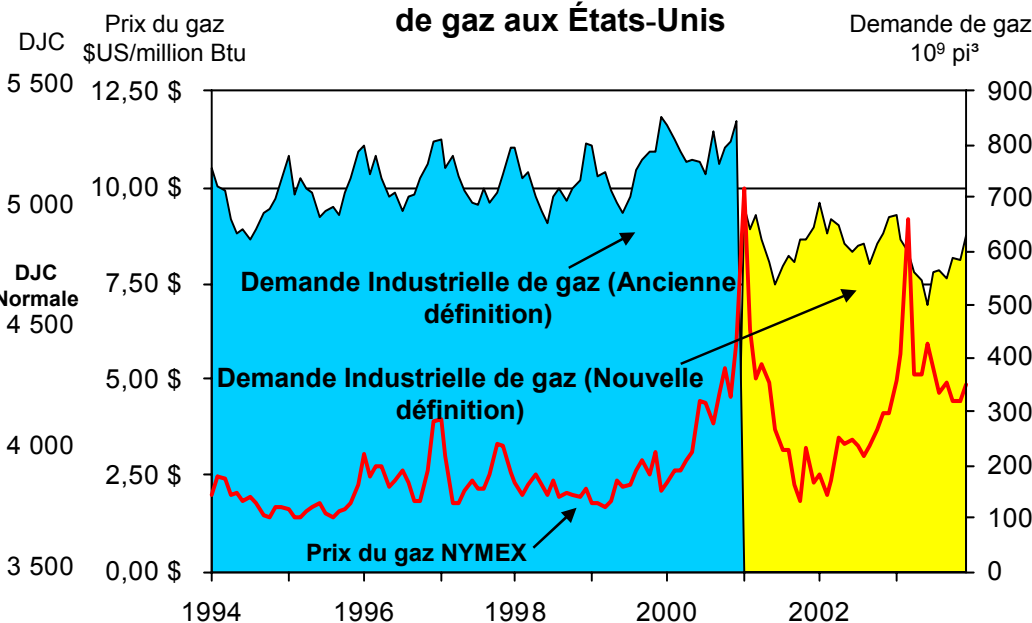
Il existe une étroite corrélation à long terme entre les degrés-jours de chauffage (DJC) et la demande du marché captif : un nombre élevé de DJC engendre une demande accrue de gaz. Il en est ainsi du fait que la plus grande part du gaz fourni au marché captif sert au chauffage et que la demande augmente en réponse au temps froid (hausse du nombre de DJC).

Le nombre de DJC et la demande du marché captif ont été à nouveau en forte corrélation en 2003, comme la demande a grimpé de 3 % et le nombre de DJC de 5 %, par rapport à 2002.

L'année 2003 a compté 216 DJC de plus que 2002, soit le niveau le plus élevé depuis 1997.

**Figure 3**

**Prix du gaz versus la demande industrielle de gaz aux États-Unis**



Sources: EIA , GLJ Nota : En avril 2003, l'EIA a révisé ses définitions de la demande industrielle et appliqué les nouvelles définitions rétroactivement jusqu'à janvier 2001.

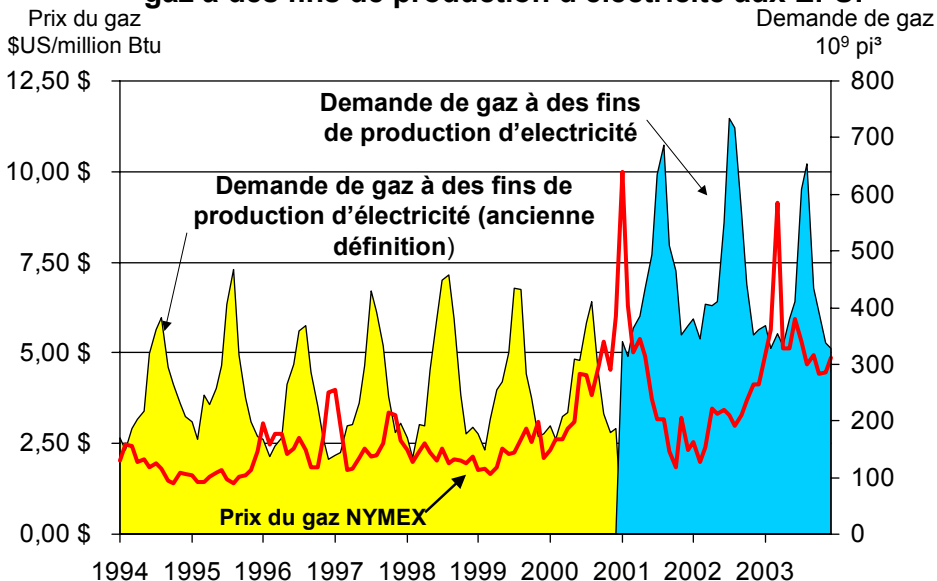
L'EIA a changé du tout au tout sa définition et la statistique de la demande industrielle de gaz en 2003, si bien que les volumes de consommation sont inférieurs à ce qu'ils étaient.

Le graphique présenté ci-dessus juxtapose les anciennes et les nouvelles données en la matière. Peu importe la mesure retenue, la demande industrielle aux États-Unis est en recul sous l'effet de cours du gaz majorés. La demande de gaz naturel du secteur industriel a diminué de 8 % en 2003, soit de près de 600 milliards de pi<sup>3</sup>, en comparaison de 2002.

Les consommateurs industriels de gaz ferment leurs établissements en Amérique du Nord et s'installent dans les régions du monde où le cours du gaz est avantageux.

**Figure 4**

**Prix du gaz NYMEX par rapport à la demande de gaz à des fins de production d'électricité aux É.-U.**



Sources: EIA, GLJ. Nota: En avril 2003, la Energy Information Administration revoyait ses définitions concernant la demande aux fins de production d'électricité, avec effet rétroactif au mois de janvier 2001.

La figure 4 illustre la demande mensuelle de gaz naturel pour la production d'électricité aux États-Unis. L'EIA a également modifié sa définition et sa statistique de la production d'électricité en 2003, et ce, avec effet rétroactif jusqu'en 2001. La nouvelle définition hausse la demande de gaz attribuable au secteur de la production d'électricité, car elle englobe le gaz à l'usage des centrales électriques industrielles qui déclarent produire principalement de l'électricité plutôt que de la chaleur. Cette part de la demande était attribuée antérieurement au secteur industriel.

La demande américaine de gaz naturel pour la production d'électricité est passée de moins de 3 milliards de pi<sup>3</sup> en 1997 à 5,7 en 2002. La demande de gaz pour la production d'électricité s'est contractée de 13 %, soit 742 milliards de pi<sup>3</sup>, en 2003.

**Tableau 2**

**Production d'électricité aux États-Unis (Milliers de mWh)**

Industrie	Année				Industrie %
	2003	2002	2001	Changement % de 2002	
Charbon	1 970 272	1 933 131	1 903 955	2 %	51 %
Pétrole	118 256	94 568	124 880	25 %	3 %
Gaz	629 206	691 004	639 129	-9 %	17 %
Autre gaz <sup>1</sup>	10 937	11 464	9 040	-5 %	0 %
Nucléaire	763 726	780 064	768 825	-2 %	21 %
Hydroél.	266 340	255 586	208 137	4 %	6 %
Géothermal	84 176	86 921	77 983	-3 %	2 %
Autres	5 078	5 716	4 690	-11 %	0 %
<b>Total</b>	<b>3 847 991</b>	<b>3 858 454</b>	<b>3 736 639</b>	<b>0 %</b>	<b>100 %</b>

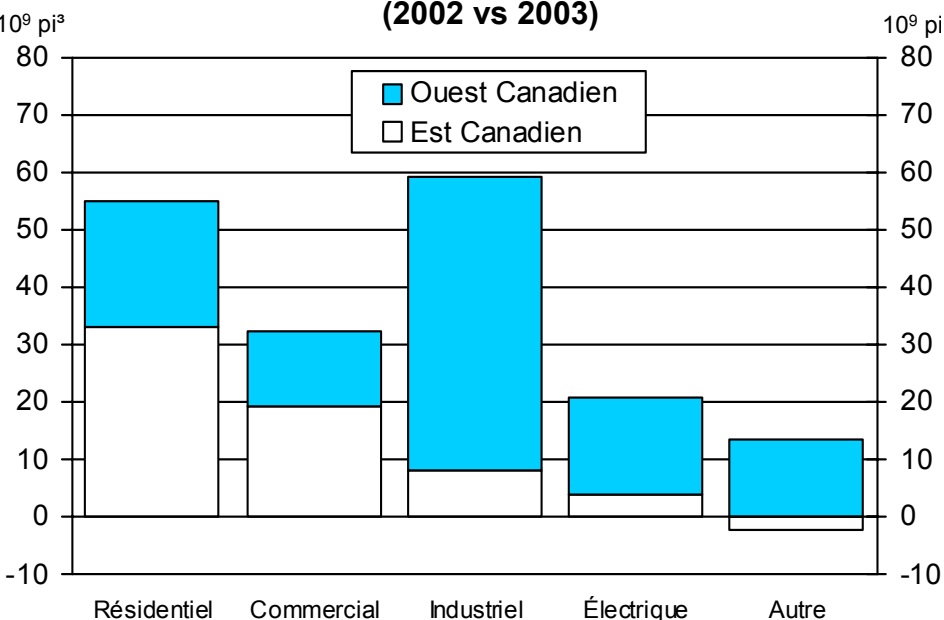
Source: EIA, Nota: <sup>1</sup> L'autre gaz comprend le gaz d'alimentation des hauts fourneaux, le propane et les autres gaz résiduels de fabrication dérivés de combustibles fossiles.

La production d'électricité aux États-Unis de toutes sources a été stable en 2003 par rapport à 2002.

L'électricité produite par la consommation de gaz naturel est tombée de 9 %, situation contraire à celle de l'année précédente. Par contre, la consommation de pétrole à cette fin s'est accrue de 25 % en 2003, surtout en raison des cours avantageux du pétrole par rapport à ceux du gaz naturel. La hausse de la consommation de pétrole contraste nettement avec la diminution de 24 % enregistrée en 2002 en comparaison de 2001.

La répartition en pourcentage des catégories de carburant utilisé pour la production d'électricité est demeurée relativement constante ces dernières années, le charbon continuant à intervenir pour plus de la moitié.

**Figure 5**  
**Changements de la demande sectorielle**  
**(2002 vs 2003)**



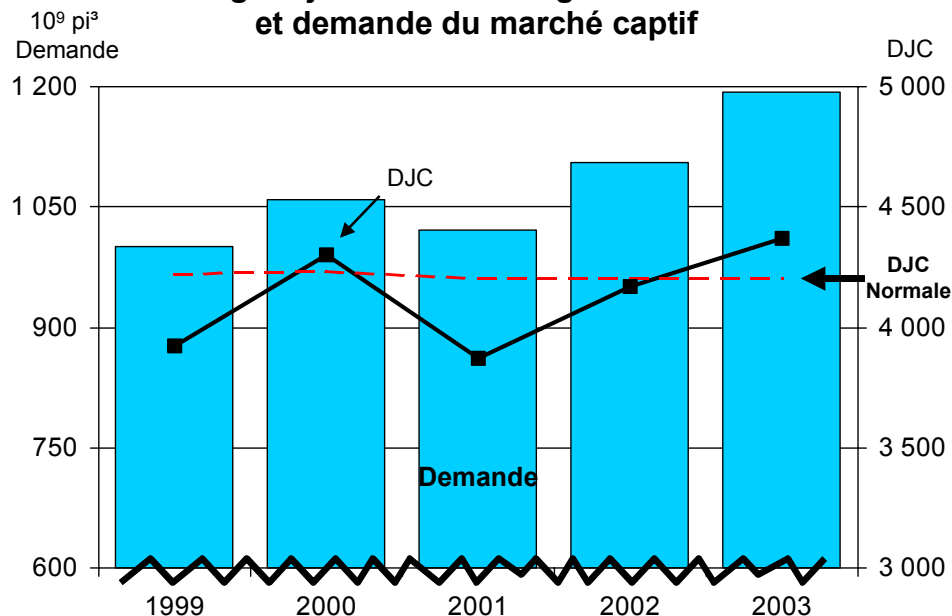
Sources: Statistique Canada, Alberta Energy and Utilities Board (AEUB)

La figure 5 illustre l'évolution de la demande par secteur dans l'Ouest et l'Est du Canada, entre 2002 et 2003. La demande canadienne de gaz naturel s'est accrue de 7 % en 2003. Elle était en hausse de 8 % et 5 % respectivement dans l'Ouest et dans l'Est. De plus, la demande des secteurs résidentiel et commercial a fait un grand bond en réponse au temps plus froid que la normale enregistré tout au long de la saison de chauffage 2003.

La demande du marché non-captif a augmenté partout au Canada, particulièrement dans l'Ouest. La forte demande de gaz industriel dans l'Ouest était concentrée en Alberta et en Saskatchewan, provinces qui ont connu des hausses de 15 % en regard des niveaux de 2002, tandis que la Colombie-Britannique et le Manitoba accusaient des baisses de 8 % et 7 % respectivement. Dans la seule province de l'Alberta, la demande industrielle de gaz était en hausse de 40 milliards de pi<sup>3</sup> depuis 2002, surtout en raison de l'exploitation des sables bitumineux, laquelle a nécessité 220 milliards de pi<sup>3</sup> de gaz naturel en 2003.

**Figure 6**

**Degrés-jours de chauffage au Canada**  
**et demande du marché captif**



Source: Statistique Canada, estimations RNCan

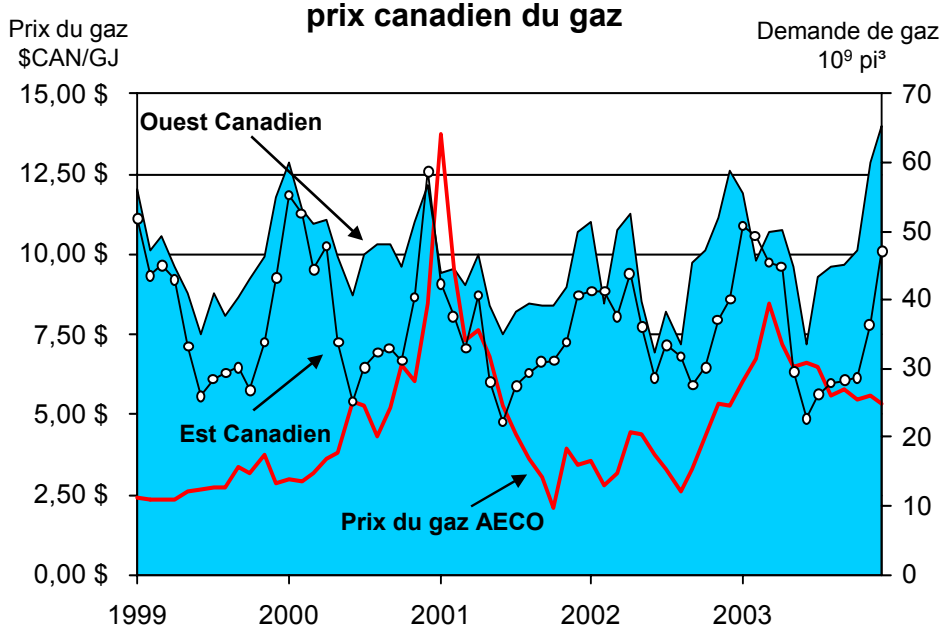
Il existe une forte corrélation entre la demande du marché captif et le nombre de degrés-jours de chauffage (DJC) au Canada.

Le nombre de DJC a augmenté de 5 %, la demande du marché captif de 8 %. Ce résultat est conforme aux tendances historiques et renforce le rapport entre les tendances des conditions météorologiques et la demande du marché captif.

Le nombre de DJC a dépassé les 4 300 en 2003, témoignant de l'hiver canadien le plus froid depuis 1996, année où la donnée correspondante a été supérieure à 4 700.

Le nombre de DJC au Canada a devancé la normale de 167 en 2003. Ainsi, l'année 2003 a été sensiblement plus froide que 2002, et il s'en est suivi une hausse de la demande résidentielle et commerciale de gaz naturel.

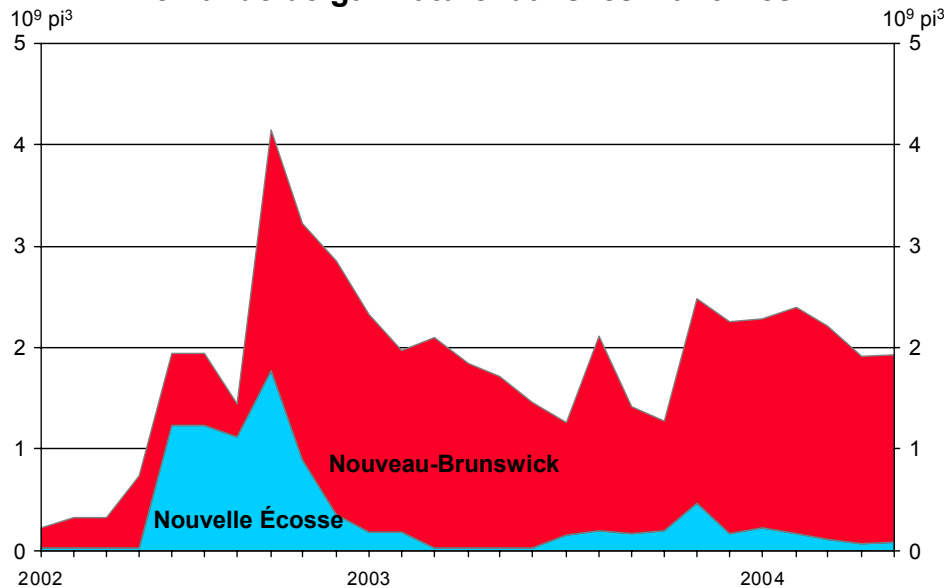


**Figure 7****Demande industrielle canadienne de gaz vs prix canadien du gaz**

Sources: Statistique Canada, GLJ

La demande industrielle suit généralement la même tendance dans l'Est et l'Ouest du Canada. La demande industrielle de gaz au Canada n'est pas sensible aux prix de façon historique. Par contre, le marché canadien du gaz industriel semble être devenu volatil et imprévisible depuis la flambée des prix à l'hiver 2000-2001.

Les prix du gaz naturel canadien se sont établis en moyenne à 5,91 \$CAN/GJ en 2001, tandis que la demande industrielle a réagi à la situation en diminuant de 9 %. En 2002, en revanche, les cours ont chuté, pour se chiffrer en moyenne à 3,83 \$CAN/GJ, et la demande industrielle a progressé de 8 %. La moyenne de 2003 a été de 6,31 \$CAN/GJ, ce qui représente un record, mais la demande de gaz industrielle cette même année a dépassé de 6 % les niveaux enregistrés en 2002, ce malgré une hausse de 85 % des prix.

**Figure 8****Demande de gaz naturel dans les Maritimes**

Source: Statistique Canada

La figure 8 illustre la demande de gaz naturel en Nouvelle-Écosse (N.-É.) et au Nouveau-Brunswick (N.-B.). La demande dans l'ensemble des Maritimes a été de 22 milliards de pi<sup>3</sup> en 2003 et de 17 milliards en 2002.

La consommation de gaz naturel canadien aux Maritimes oscille entre 10 % et 25 % de la production totale de la région, la part restante étant exportée vers les États-Unis. Par contre, le volume de gaz acheté sur le marché intérieur est égal, dans certains cas, à plusieurs fois le volume de gaz consommé, ce qui porte à croire que les acteurs de la région en destinent une part au commerce ou à la revente. Au moment, quatre acheteurs sont preneurs de plus de 90 % du gaz naturel consommé et acheté sur le marché intérieur.

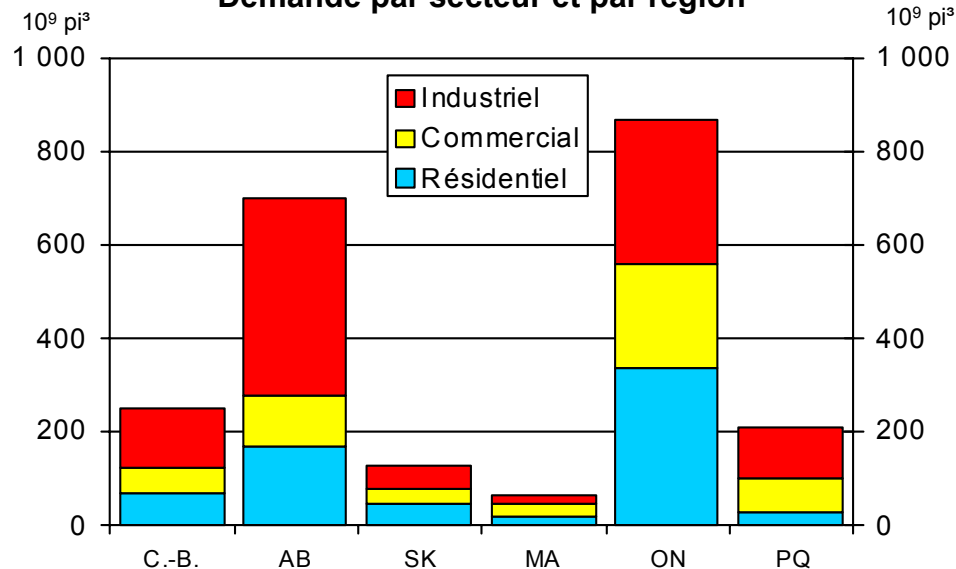
Les principaux distributeurs de gaz naturel au Canada Atlantique sont Heritage Gas en N.-É. et Enbridge Gas New Brunswick au N.-B.

**Tableau 3**  
**Demande canadienne de gaz naturel**

Secteur	2003	2002	2001	2000	1999
<b>10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>:</b>					
Résidentiel	675	620	578	621	590
Commercial	518	486	443	438	412
Industriel	1 029	970	897	1 083	971
Électrique	282	261	301	268	198
Autre	410	399	478	462	530
<b>Total</b>	<b>2 914</b>	<b>2 736</b>	<b>2 697</b>	<b>2 872</b>	<b>2 700</b>
<b>Pourcentage:</b>					
Résidentiel	23 %	23 %	22 %	22 %	22 %
Commercial	18 %	18 %	16 %	15 %	15 %
Industriel	35 %	35 %	33 %	38 %	36 %
Électrique	10 %	10 %	11 %	9 %	7 %
Autre	14 %	15 %	18 %	16 %	20 %

**Sources:** Estimations de RNCan, Statistique Canada **Nota:** Autre comprend le carburant pour les compresseurs de pipeline, le carburant nécessaire au traitement et les pertes de transport

**Figure 9**  
**Demande par secteur et par région**



Source: Statistique Canada

La demande totale de gaz naturel canadien a crû de 7 % en 2003.

La répartition de la demande de gaz en pourcentage en 2003 a été, à toutes fins pratiques, identique à ce qu'elle avait été en 2002.

La plus grande part du gaz naturel vendu au Canada en 2003, soit 35 %, était destinée à usage industriel. Cela représente une diminution par rapport à la part de la demande de gaz naturel intérieure allant auparavant au secteur, soit 38 %.

La demande résidentielle de gaz est demeurée fixe à 23 %, la demande aux fins de la production d'électricité, 10 %, n'a pas varié, et la demande commerciale s'est située à nouveau à 18 %, tandis que les demandes des autres catégories ont reculé légèrement, passant de 15 % à 14 %.

La figure ci-dessus illustre la demande canadienne de gaz naturel en 2003, ventilée par région et secteur.

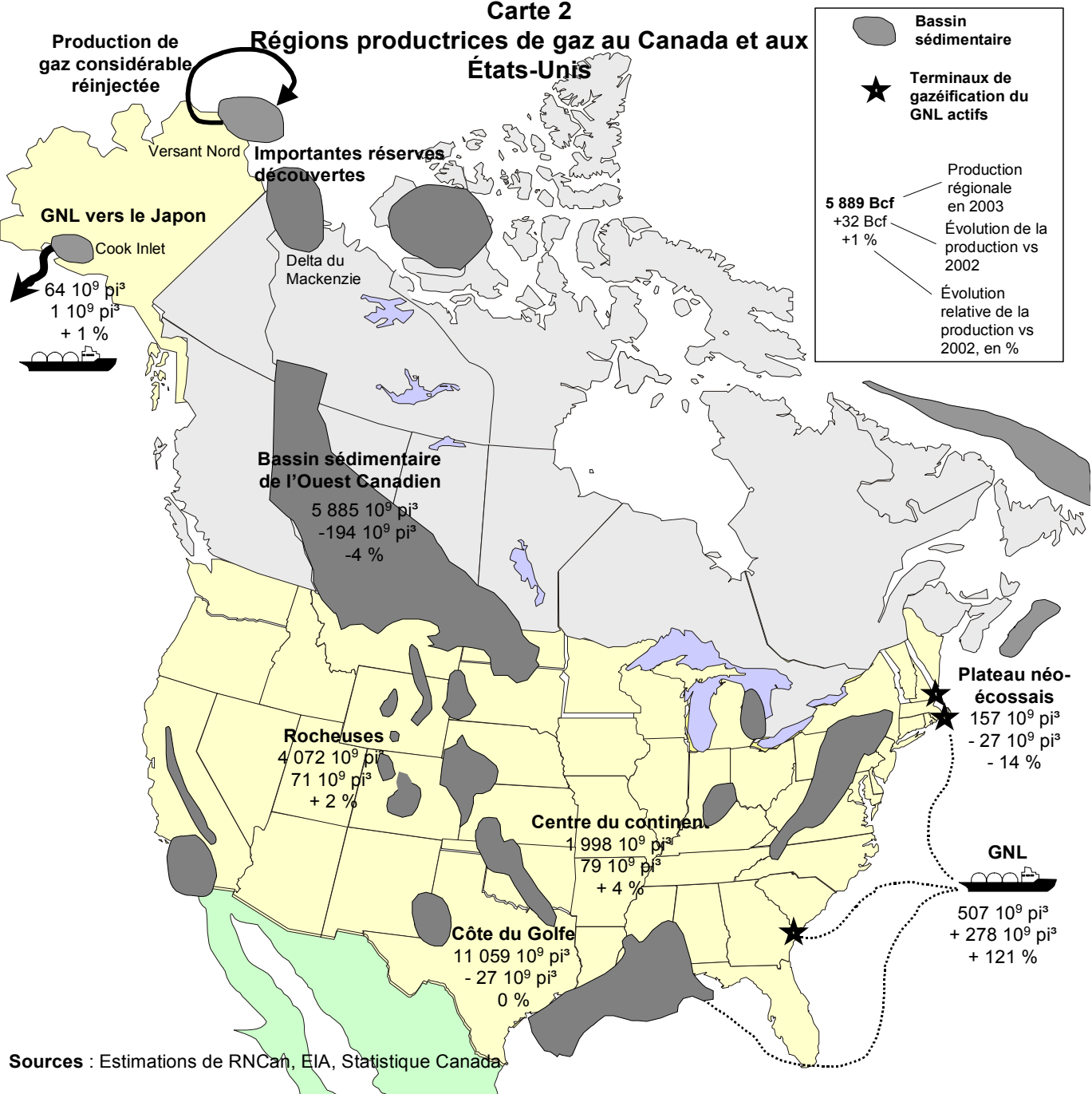
Le secteur industriel est le principal consommateur de gaz naturel en Alberta, sa part s'étant chiffrée à près de 420 milliards de pi<sup>3</sup> en 2003, ou 40 % de la demande de gaz totale de la province.

L'Ontario, province la plus peuplée, était au premier rang des provinces par la consommation. La demande de gaz y est surtout le fait des nombreux consommateurs résidentiels et commerciaux. La consommation de gaz sur ce marché captif en 2003 s'est rapprochée des 560 milliards de pi<sup>3</sup>, ce qui représente près de 20 % de la totalité du gaz naturel consommé au Canada.

## ***Revue de 2003***

Offre de gaz naturel

## Carte 2 Régions productrices de gaz au Canada et aux États-Unis



La carte 2 illustre les principaux bassins producteurs de gaz naturel du Canada et des États-Unis. L'offre a diminué au Canada mais a grimpé aux États-Unis en 2003.

L'offre a accusé le plus fort repli dans le BSOC, de toutes les régions de l'Amérique du Nord, la marge de recul enregistrée à cet endroit ayant été 194 milliards de pi<sup>3</sup>, malgré des forages records.

Bien que la production ait diminué légèrement dans la région de la Côte du golfe en 2003, l'augmentation de la production dans d'autres régions a compensé la situation, notamment au Centre du continent, où une hausse de 4 % a été réalisée par rapport à 2002.

Les importations américaines nettes de GNL ont augmenté de 121 % en 2003. Les volumes totaux de GNL demeurent modestes et représentent environ 2 % de l'offre américaine totale. Cependant, le GNL continue de gagner en importance en tant que source supplémentaire en Amérique du Nord.

Sources : Estimations de RNCan, EIA, Statistique Canada

**Tableau 4**  
**Offre de gaz nord-américaine**

	2003 (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	2002 (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	Change- ment (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	Change- ment %
Golfe zone terrestre <sup>1</sup>	6 798	6 637	161	2 %
Golfe zone extracôtière <sup>2</sup>	4 261	4 449	-188	-4 %
Total pour le Golfe	11 059	11 086	-27	0 %
Centre du continent É.-U. <sup>3</sup>	1 988	1 910	79	4 %
Rocheuses américaines <sup>4</sup>	4 072	4 000	71	2 %
Autres, É.-U.	1 949	1 968	-18	-1 %
<b>Production É.-U. totale</b>	<b>19 068</b>	<b>18 964</b>	<b>105</b>	<b>1 %</b>
Ouest canadien <sup>5</sup>	5 885	6 079	-194	-3 %
Plateau néo-écossais	157	184	-27	-14 %
<b>Production canadienne totale</b>	<b>6 042</b>	<b>6 263</b>	<b>-221</b>	<b>-4 %</b>
<b>TOTAL DE PRODUCTION A.N.<sup>6</sup></b>	<b>25 110</b>	<b>25 226</b>	<b>-116</b>	<b>0 %</b>
Importations nettes GNL aux É.-U.	443	165	278	169 %
Importations nettes du Mexique	-333	-261	-72	27 %
Suppléments, É.-U. <sup>7</sup>	65	68	-3	-4 %
<b>TOTAL DE L'OFFRE A.N.</b>	<b>25 285</b>	<b>25 198</b>	<b>88</b>	<b>0 %</b>

**Sources:** EIA, Statistique Canada, estimations de RNCan. **Nota:** <sup>1</sup> AL, LA, MS, TX <sup>2</sup> Zone fédérale du golfe du Mexique <sup>3</sup> KS, OK <sup>4</sup> CO, NM, UT, WY <sup>5</sup> Inclut une production minimale de l'Ontario <sup>6</sup> La production canadienne correspond au gaz commercialisable, auquel s'ajoutent les pertes en cours de retraitement <sup>7</sup> Gaz naturel de synthèse, air propané, gaz de raffinerie, gaz provenant de la biomasse, air injecté pour stabiliser le contenu calorifique et gaz manufacturé mélangé et distribué avec du gaz naturel.

Le tableau 4 résume l'offre totale de gaz naturel en Amérique du Nord au cours des deux dernières années. La production nord-américaine totale a diminué de 116 milliards de pi<sup>3</sup>, ce qui représente une variation de moins de 1 % par rapport à 2002. La production américaine a progressé de 105 milliards de pi<sup>3</sup>, ce qui marque un revirement par rapport à l'année précédente, où l'offre intérieure avait plongé de 653 milliards de pi<sup>3</sup>. Pour sa part, la production canadienne a diminué de 221 milliards de pi<sup>3</sup>, soit 4 %. L'Ouest canadien a connu la plus forte baisse de production, le forage qui y a été pratiqué (comme l'illustre le tableau 5) n'ayant donné lieu à aucune hausse de production.

Gaz naturel canadien : Revue de 2003 et perspectives à 2020

**Tableau 5**  
**Indicateurs de forages gaziers nord-américaines**

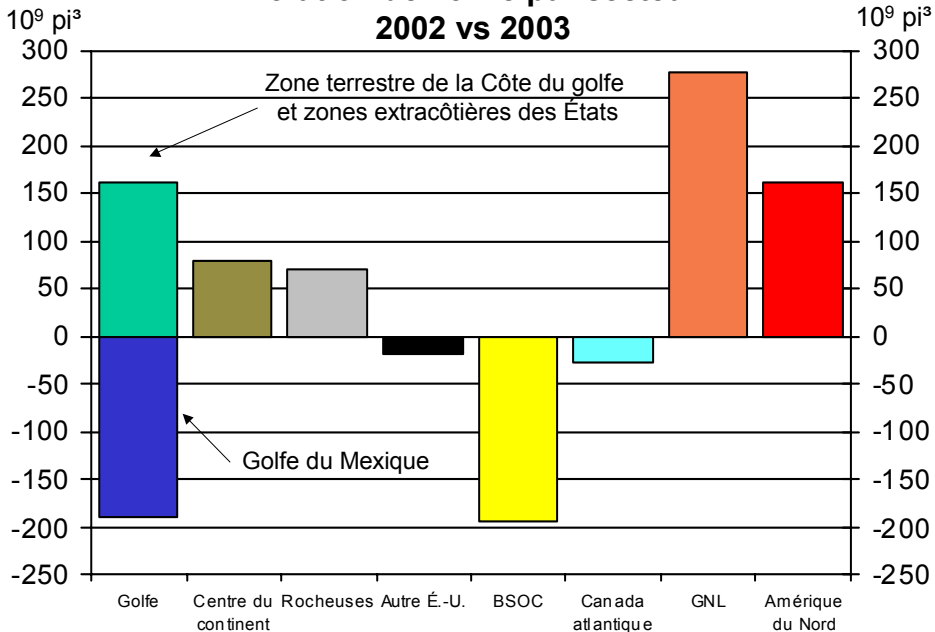
	2003	2002	Change- ment 03 vs 02	Change- ment % 03 vs 02
<b>Installations actives de forages gaziers et pétroliers:</b> <sup>1</sup>				
Golfe zone terrestre <sup>2</sup>	523	402	121	30 %
Golfe zone extracôtière <sup>3</sup>	105	109	-3	-3 %
Total pour le Golfe	629	511	118	23 %
Centre continent américain <sup>4</sup>	142	99	43	43 %
Rocheuses américaines <sup>5</sup>	174	123	52	42 %
Autres États-Unis <sup>6</sup>	107	98	10	10 %
<b>Total pour les États-Unis</b>	<b>1 052</b>	<b>830</b>	<b>222</b>	<b>27 %</b>
<b>Installations de forages gaziers:</b> <sup>7</sup>				
<b>Total pour les États-Unis</b>	<b>871</b>	<b>673</b>	<b>197</b>	<b>29 %</b>
<b>Puits gaziers forés au Canada:</b>				
Faible profondeur <sup>8</sup>	10 982	6 804	4 178	61 %
Grande profondeur <sup>9</sup>	2 950	2 266	684	30 %
<b>Total pour le Canada<sup>10</sup></b>	<b>13 932</b>	<b>9 070</b>	<b>4 862</b>	<b>54 %</b>

**Sources:** Texas RRC, Baker Hughes, Daily Oil Bulletin. **Nota:** <sup>1</sup> Le nombre de puits n'était pas disponible, alors nous avons utilisé le compte hebdomadaire moyen total des installations de forage orientées gaz et celles orientées pétrole. <sup>2</sup> AL, LA, MS et TX côtier. <sup>3</sup> AL, LA, MS et TX zone extracôtière. <sup>4</sup> AR, KS et OK. <sup>5</sup> CO, NM, UT et WY. <sup>6</sup> Restant des É.-U. <sup>7</sup> Compte hebdomadaire moyen des installations de forage orientées gaz. <sup>8</sup> Les puits de gaz de l'Alberta à l'ouest du 4e méridien, auxquels sont ajoutés les puits de gaz de la Saskatchewan. <sup>9</sup> Les puits de gaz de l'Alberta à l'ouest du 5e et du 6e méridien, auxquels sont ajoutés tous les puits de gaz de la Colombie-Britannique. <sup>10</sup> Nombre total des puits de gaz de l'Ouest canadien.

Le tableau 5 fait un survol de la statistique de forage pétrolier et gazier en Amérique du Nord des deux dernières années. Les installations actives de forages gaziers représentaient 84 % de l'ensemble des installations actives orientées pétrole brut et gaz aux États-Unis. La donnée correspondante de 2002 était de 81 %.

En règle générale, l'activité de forage s'est intensifiée partout en Amérique du Nord en 2003 par rapport à 2002, notamment dans les régions centrales. À titre d'exemple, au Canada, les compléments de puits étaient en hausse de 54 %, et 79 % de la totalité des puits forés gaziers étaient des puits peu profonds. Aux États-Unis, l'ensemble des installations actives de forages gaziers a augmenté de 29 %.

**Figure 10**  
Évolution de l'offre par secteur :  
2002 vs 2003



Sources: EIA, Statistique Canada, OCNÉHE, estimations de RNCAN

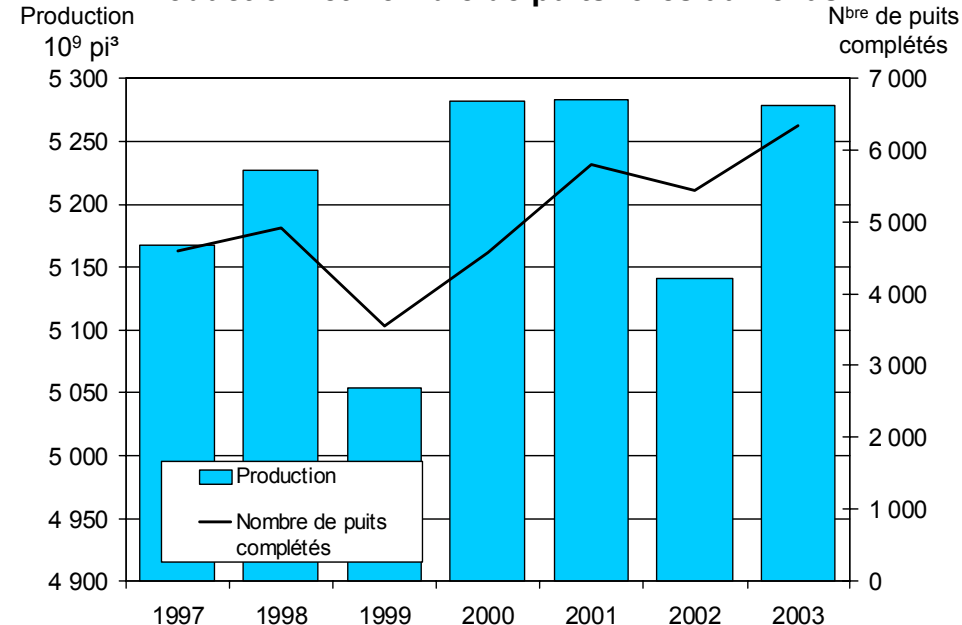
En 2003, la production nord-américaine de gaz a baissé de 117 milliards de pi<sup>3</sup>, sous l'effet d'une diminution de 4 % au Canada et d'une hausse de 1 % aux États-Unis.

Le BSOC et la zone extracôtière du Golfe des États-Unis étaient à l'origine des baisses les plus importantes de la production de gaz, soit 194 et 188 milliards de pi<sup>3</sup> respectivement. La hausse de production la plus importante a eu lieu dans la région côtière du Golfe des États-Unis, où les volumes de 2003 ont devancé de 161 milliards de pi<sup>3</sup> ceux de 2002. Il suit que la production totale du golfe du Mexique est demeurée stable.

Bien que l'ensemble de la production nord-américaine intérieure de gaz ait reculé en 2003, la hausse importante des importations de GNL vers les États-Unis s'est soldée par une hausse globale de 164 milliards de pi<sup>3</sup> de l'offre nord-américaine totale.

Gaz naturel canadien : Revue de 2003 et perspectives à 2020

**Figure 11**  
Production<sup>1</sup> et nombre de puits forés au Texas



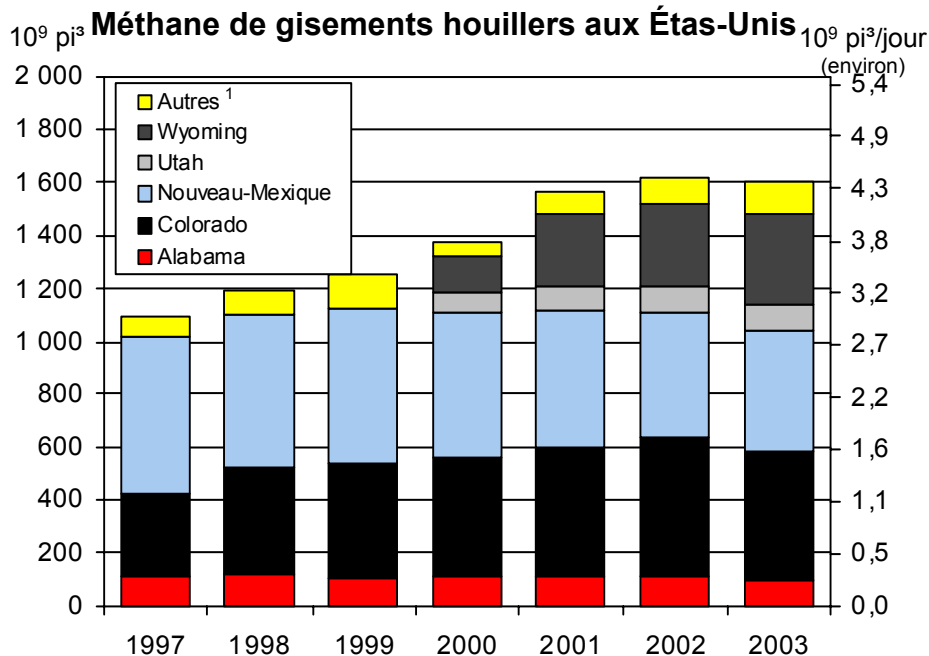
Source: Texas Railroad Commission Nota: (1) Représente la production de gaz naturel (humide) commercialisable.

Par le passé, le Texas était à l'origine de 30 % à 35 % de la totalité de la production américaine de gaz naturel, et il occupait le premier rang parmi les États américains par la production. Pour cette raison, la production du Texas est un excellent indicateur des tendances globales de l'activité américaine relative au gaz naturel.

La production texane de gaz naturel commercialisable (c.-à-d. humide) s'est chiffrée à près de 5,3 billions de pi<sup>3</sup> en 2003, soit 3 % de plus qu'en 2002. Cela dit, la production de l'État a oscillé entre 5 et 5,3 billions de pi<sup>3</sup> de 1997 à 2003, ce qui représente une hausse totale de 6 % seulement.

Tant que la production de gaz naturel du Texas a été la même en 2000, 2001 et 2003, le nombre de puits gaziers forés en 2003 était en hausse de 35 % en regard de 1997. Cela illustre que, en dépit de niveaux de forage élevés du point de vue historique, la production texane de gaz naturel n'a pu augmenter sensiblement ces dernières années.

**Figure 12**



**Source:** EIA **Nota:** (1) Autres comprend Oklahoma, Pennsylvanie, Utah, Virginie, Virginie occidentale, et Wyoming. Débutant l'an 2000, autres élimine Utah et Wyoming.

L'exploitation de méthane de gisements houillers est bien implantée aux États-Unis, où les concentrations connues les plus importantes sont situées dans les Rocheuses au Wyoming, au Montana, dans le Nord du Nouveau-Mexique, dans le Sud du Colorado, dans l'Est de l'Utah et en Alabama. D'importants gisements de méthane houiller sont en exploitation dans le bassin de la rivière Powder aussi bien que dans les bassins San Juan, Uinta, Piceance et Raton.

La production de méthane houiller est en progression régulière depuis 1997, et elle a crû de près de 50 % entre 1997 et 2002. Par contre, elle a été stable en 2003 (1 600 milliards de pi<sup>3</sup>), intervenant pour 8 % de la production américaine totale de gaz naturel. Seul le Wyoming a connu une hausse marquée de la production de méthane de gisements houillers en 2003, soit de 42 milliards de pi<sup>3</sup>, 14 % de plus qu'en 2002.

**Tableau 6**

**Sommaire des activités de méthane de gisements houillers au Canada en 2003**

Colombie Britannique			Plaines de l'Alberta		
Zones de charbon	Projets	%	Zones de charbon	Projets	%
Gates	11	42 %	Manville	39	43 %
Elk	7	27 %	Horseshoe Canyon	41	46 %
Fernie	1	4 %	Ardley	10	11 %
Other	7	27 %			
<b>Total</b>	<b>26</b>	<b>100 %</b>	<b>Total</b>	<b>90</b>	<b>100 %</b>

**Source:** Perspective Consultants Inc.

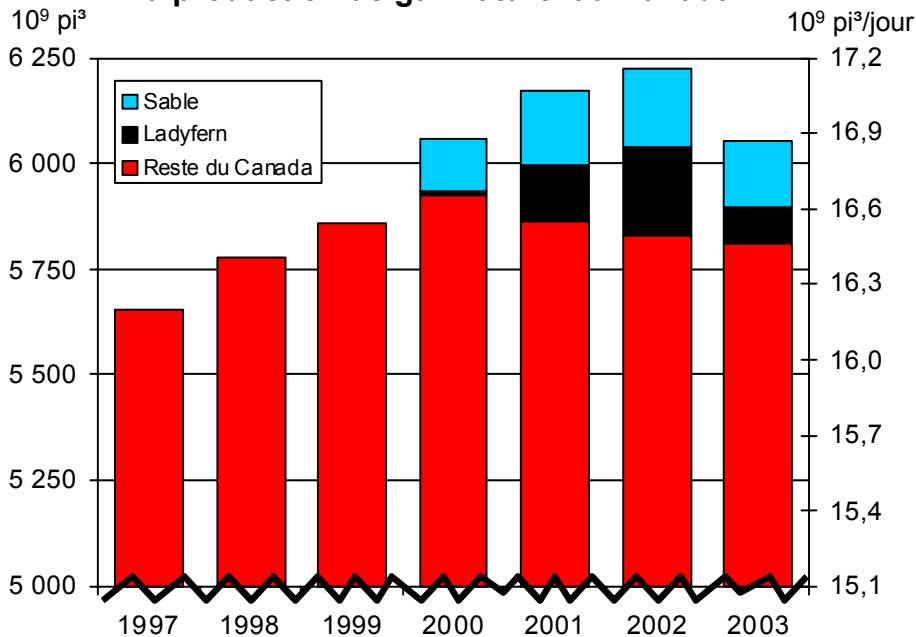
Le secteur canadien du méthane houiller passe peu à peu de l'étape de l'exploration à celle de la mise en valeur. Dans les plaines de l'Alberta, environ 43 % des projets ciblent le groupe de Manville, 46 % visent la formation du canyon Horseshoe, tandis qu'environ 11 % sont situés dans la zone Ardley. Depuis novembre 2003, 24 projets ont été lancés dans la zone houillère du canyon Horseshoe, situation qui met en évidence l'attrait exercé par le méthane houiller sec et peu profond de la zone.

En Colombie-Britannique, l'activité est concentrée à quelque 42 % dans la formation Gates, tandis que la donnée qui concerne la formation Elk est d'environ 27 %. La part restante de 30 % d'activité est répartie entre les autres zones.

En ce qui concerne le nombre de puits forés jusqu'à date, l'Alberta Energy and Utilities Board estime aux environs de 1 015 le nombre de puits de méthane houiller dans la province, dont 80 % se situent dans la formation du canyon Horseshoe. La production était estimée à 70 millions de pi<sup>3</sup> par jour en septembre 2004.

**Figure 13**

**La production de gaz naturel au Canada**



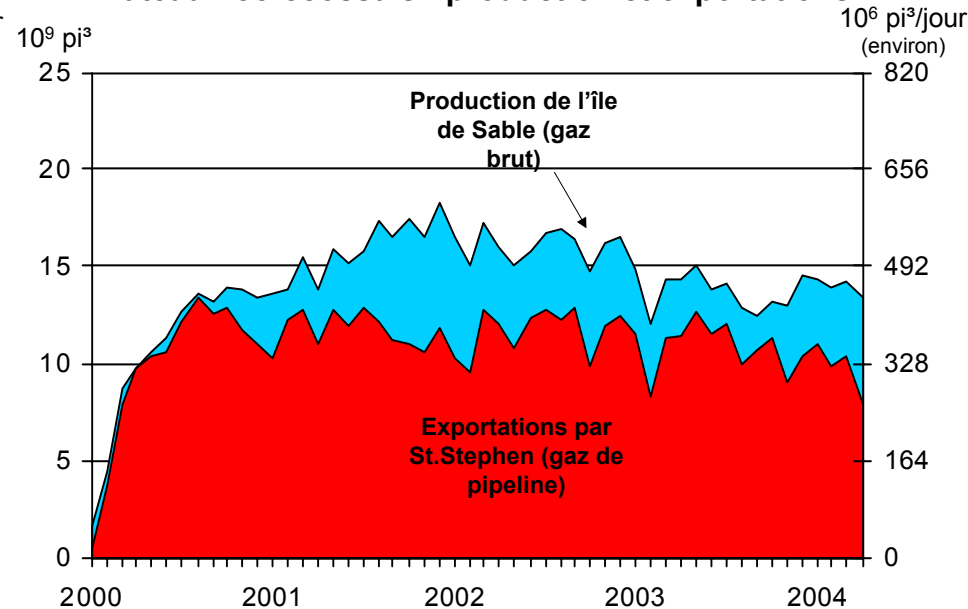
Sources: Statistique Canada, OCNÉHE, Commission du pétrole et du gaz de la C.-B., estimations de RNCan

La production canadienne a reculé de 4 % en 2003, situation qu'explique une diminution de 15 % de l'île de Sable, une baisse de 60 % au champ gazifère Ladyfern, autrefois extrêmement productif, et une chute de 2 % dans les autres régions du Canada (c.-à-d. dans l'Ouest canadien et en Ontario).

Conformément aux prévisions, la production du champ gazifère Ladyfern, dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, a plongé en 2003 après avoir pratiquement doublé en 2002. Le champ était responsable pour environ 70 % de la diminution de la production totale de l'Ouest canadien. Compte tenu de Ladyfern, la production de gaz naturel de l'Ouest canadien a chuté d'environ 0,5 milliard de pi<sup>3</sup> par jour, ce qui représente 4 %.

**Figure 14**

**Plateau néo-écossais : production et exportations**



Sources: OCNÉHE, ONÉ

Une part importante de l'expansion de l'offre canadienne de gaz naturel est attribuable au Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable, au large de la Nouvelle-Écosse, entrepris en 2000. Cependant, la production du projet est passée à 157 milliards de pi<sup>3</sup> en 2003, contre 184 en 2002, un glissement de 14 %.

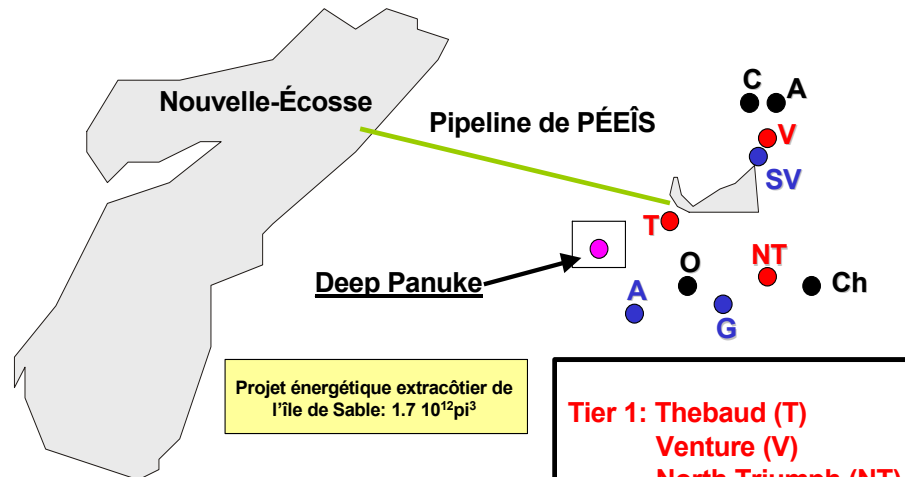
La production gazière de l'île de Sable a atteint un sommet en décembre 2001, soit une moyenne de près de 590 millions de pi<sup>3</sup> par jour, mais elle est en baisse depuis.

Comme l'illustre la figure 14, la plus grande part du gaz est exportée vers les États-Unis via St. Stephen (Nouveau-Brunswick). Quelque 79 % du gaz naturel provenant de l'île de Sable a été acheminé aux États-Unis en 2003, la part restante de 21 % ayant été consommée sur les marchés du Canada atlantique.



### Carte 3

## Activité extracôtère de gaz naturel de l'Est



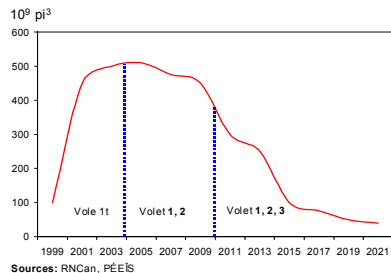
Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable:  $1.7 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$

**Tier 1:** Thebaud (T)  
Venture (V)  
North Triumph (NT)

**Tier 2:** Alma (A)  
South Venture (SV)  
Glenelg (G)

**Tier 3:** Arcadia (A)  
Chebucto (Ch)  
Citnalta (C)  
Onondage (O)

### Prévision de production



La carte 3 ci-dessus montre l'activité gazière au large de la Nouvelle-Écosse, y compris celle du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable et du projet Deep Panuke d'Encana.

### Réserves du plateau néo-écossais

Les réserves découvertes de gaz naturel du sous-bassin de l'île de Sable sont estimées entre 3,6 et 5,2 billions de  $\text{pi}^3$ , les réserves non découvertes à 4,8 billions de  $\text{pi}^3$ . De plus, un rapport de 2002 de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers estimait entre 15 et 41 billions de  $\text{pi}^3$  les ressources en gaz non découvertes dans les profondeurs du bassin Scotian.

### Exploration

Douze des quinze puits forés au large de la Nouvelle-Écosse depuis 1998 n'ont pas débouché sur des quantités commercialisables de gaz naturel. Les cinq puits exploratoires forés au large de la côte est ont donné des résultats décevants. Selon les engagements pris et les projets annoncés, le ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse prévoit que deux à quatre puits pourraient être forés au large de la Nouvelle-Écosse d'ici à la fin de 2004, ce qui porterait entre huit et dix le total des forages de 2003-2004.

### Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable

Environ 3 % de la production canadienne de gaz naturel provient du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable. Sa production de 2003 s'est contractée de 14 % par rapport à 2002 et de 9 % par rapport à 2001. Le projet appartient à ExxonMobil, Shell Canada, Imperial Oil, Emera Offshore, Mosbacher Operating Ltd. Le gaz provient de quatre champs distincts (les trois champs du volet 1, le champ Alma du volet 2) à proximité de l'île de Sable, et le taux de production est de 500 millions de  $\text{pi}^3$  par jour. L'aménagement des équipements de South Venture se poursuit, dans l'espoir d'une production de gaz à la fin 2005. Le champ Glenelg, qui devait être mis en production en 2007, est désormais considéré comme non rentable en tant que projet autonome. Les réserves exploitables estimatives totalisaient 1,7 billion de  $\text{pi}^3$ .

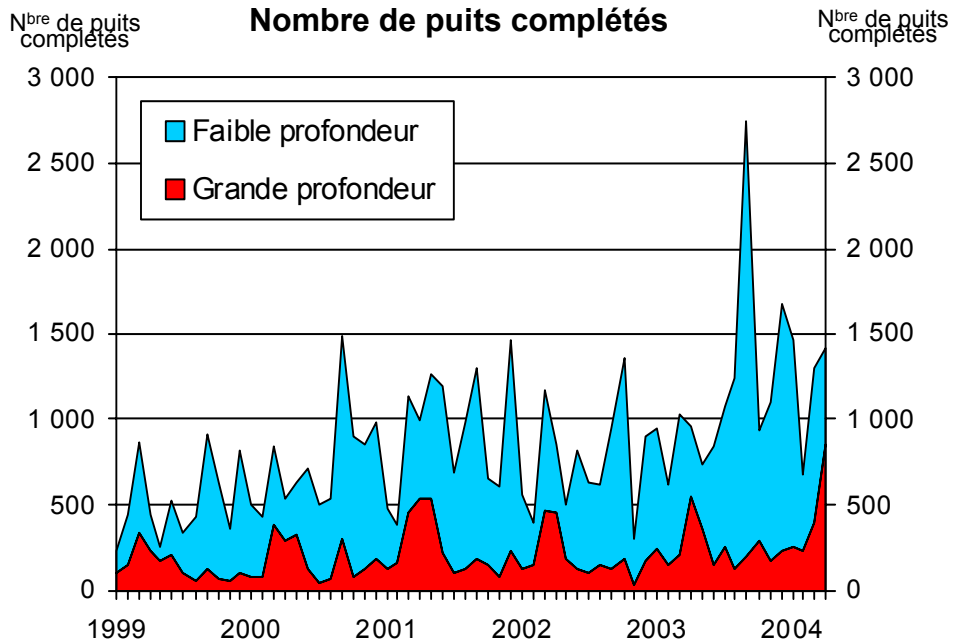
### Deep Panuke

Le projet Deep Panuke d'Encana a été suspendu en février 2003. Lorsqu'elle a annoncé sa décision de ne pas poursuivre les processus d'approbation réglementaire, Encana a fait savoir qu'il lui fallait consacrer plus de temps à l'analyse des options, y compris en ce qui a trait au perfectionnement du concept et de l'aspect commercial de l'affaire.

**Figure 15**

**Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC):**

**Nombre de puits complétés**



Source: Daily Oil Bulletin

Bien que l'activité ait atteint un sommet dans le BSOC en 2002, les exploitants ont réussi à y augmenter le nombre de forages de pas moins de 54 % en 2003.

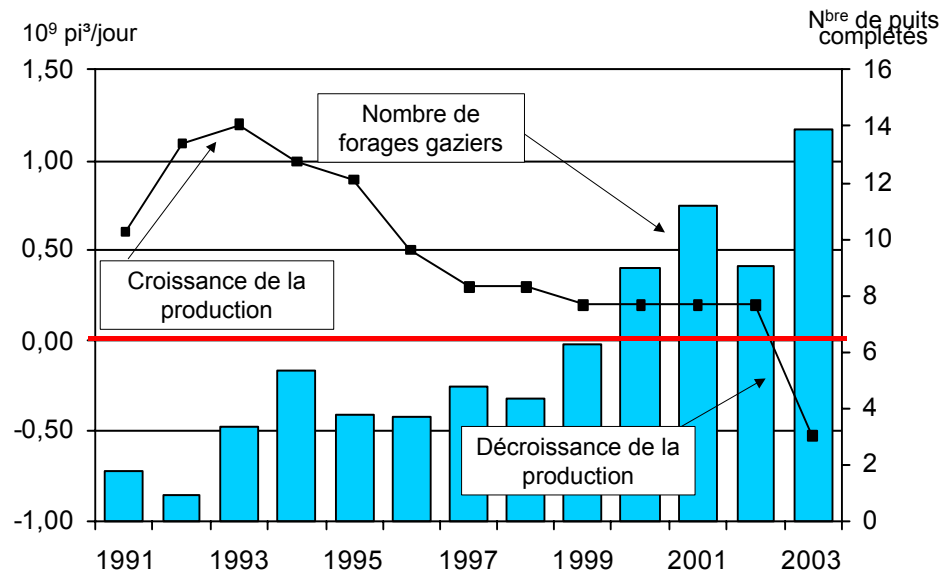
Près de 14 000 puits ont été forés dans l'ensemble au cours de l'année écoulée dans le BSOC, donnée qui bat le record précédent de 11 150 établi en 2001. Plus de 38 puits ont été forés en moyenne chaque jour, ce qui totalise plus de 1 100 par mois. À titre comparatif, seuls 365 puits ont été forés en moyenne chaque mois en 1998.

Le forage de puits peu profonds demeure répandu et a même augmenté de 61 % par rapport à 2002. De plus, cette forme de forage représente une part accrue de l'ensemble, soit 79 % de la totalité des puits forés au Canada en 2003, contre 75 % en 2002. Cela se traduit par une hausse de 4 000 puits peu profonds par rapport à l'année dernière.

Gaz naturel canadien : Revue de 2003 et perspectives à 2020

**Figure 16**

**Évolution de la production et nombre de forages gaziers dans le BSOC**



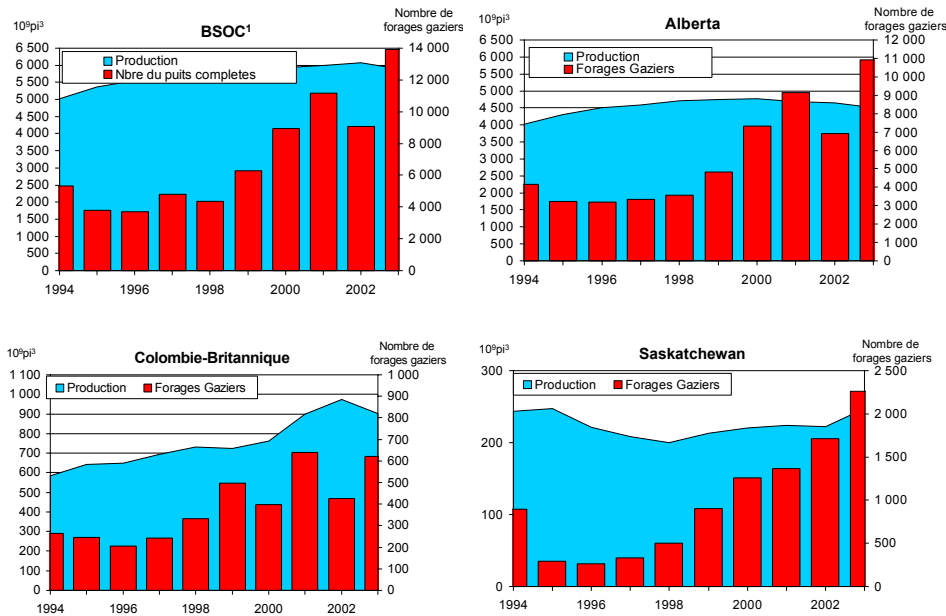
Sources: Statistique Canada, ACPP, Daily Oil Bulletin

La figure 16 illustre le rapport entre le nombre de forages gaziers et la croissance de l'offre de gaz dans le BSOC. Au début des années 1990, la croissance de la production était appréciable en regard de l'intensité de l'activité de forage.

Fait à noter, tandis que le Bassin parvient à maturité, les activités de forage s'intensifient, la productivité des puits diminue et les taux de déclin s'amplifient. Malgré des niveaux records de forage enregistrés ces dernières années, la croissance de la production du BSOC diminue progressivement depuis 1993. Pour tout dire, la production du BSOC a diminué pour la première fois en 2003.

Figure 17

Production et puits de gaz naturel forés par province



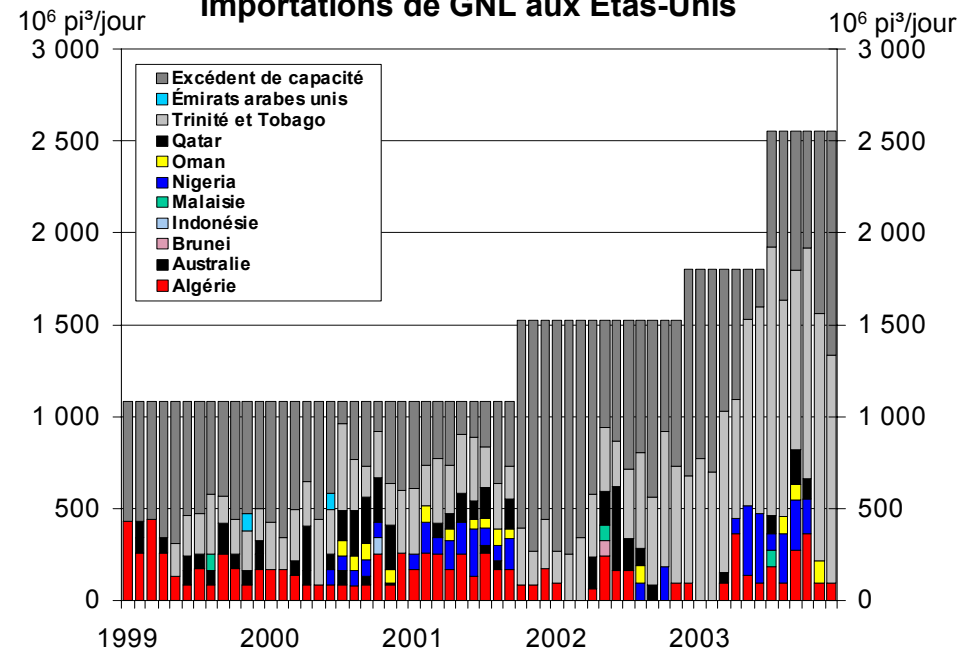
Sources: Statistique Canada , ACPP, Daily Oil Bulletin Nota: (1) Inclut C.-B., AB, SK, YK, T.-N.-O, MB

La figure 17 illustre, pour chaque région, le rapport entre le nombre de forages gaziers et la production de gaz.

En 2003, 13 900 puits gaziers ont été forés dans le BSOC, c'est-à-dire 53 % de plus qu'en 2002. Toutefois, malgré des niveaux de forage records, la production de l'Ouest canadien a reculé de 194 milliards de pi<sup>3</sup>, ou 3 %. En Alberta, la production a diminué de 129 milliards de pi<sup>3</sup>, ou 3 %, ce malgré la hausse de 58 % du nombre de forages. En Colombie-Britannique, la production a baissé de 70 milliards de pi<sup>3</sup>, ou 7 %, malgré la progression de 45 % du nombre de forages. La Saskatchewan a connu une hausse de production de 27 milliards de pi<sup>3</sup>, ou 11 %, par suite d'une augmentation de 32 % des forages. Le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest font également partie du BSOC, et leur production a diminué de 9 et 7 milliards de pi<sup>3</sup> respectivement.

Figure 18

Importations de GNL aux États-Unis



Source: EIA, Sites Web d'entreprises

Les importations américaines de GNL ont atteint un niveau record en 2003, c'est-à-dire 507 milliards de pi<sup>3</sup>, 121 % de plus qu'en 2002. Malgré cela, le GNL continue de ne représenter qu'un faible pourcentage, 2 %, de l'approvisionnement en gaz naturel aux États-Unis.

Soixante-quinze pour cent (75 %) de la totalité des importations américaines de GNL en 2002 provenaient de Trinité-et-Tobago. L'Algérie, autrefois unique fournisseur de GNL aux États-Unis, demeure deuxième en importance, le pays ayant été à l'origine de 11 % de la totalité de l'approvisionnement en GNL, suivie de près par le Nigéria, dont la part est de 10 %. Les trois pays précités sont à l'origine de 96 % de toutes les importations américaines de GNL.

Par suite de la réouverture de l'établissement de Cove Point de Dominion au Maryland, la capacité américaine totale d'importation de GNL s'est hissée à 2,5 milliards de pi<sup>3</sup> par jour. Depuis 1999, la capacité précitée a augmenté de près de 1,5 milliard de pi<sup>3</sup> par jour, soit 136 %.

**Tableau 7**  
**Projets de terminaux d'importation de GNL canadiens**

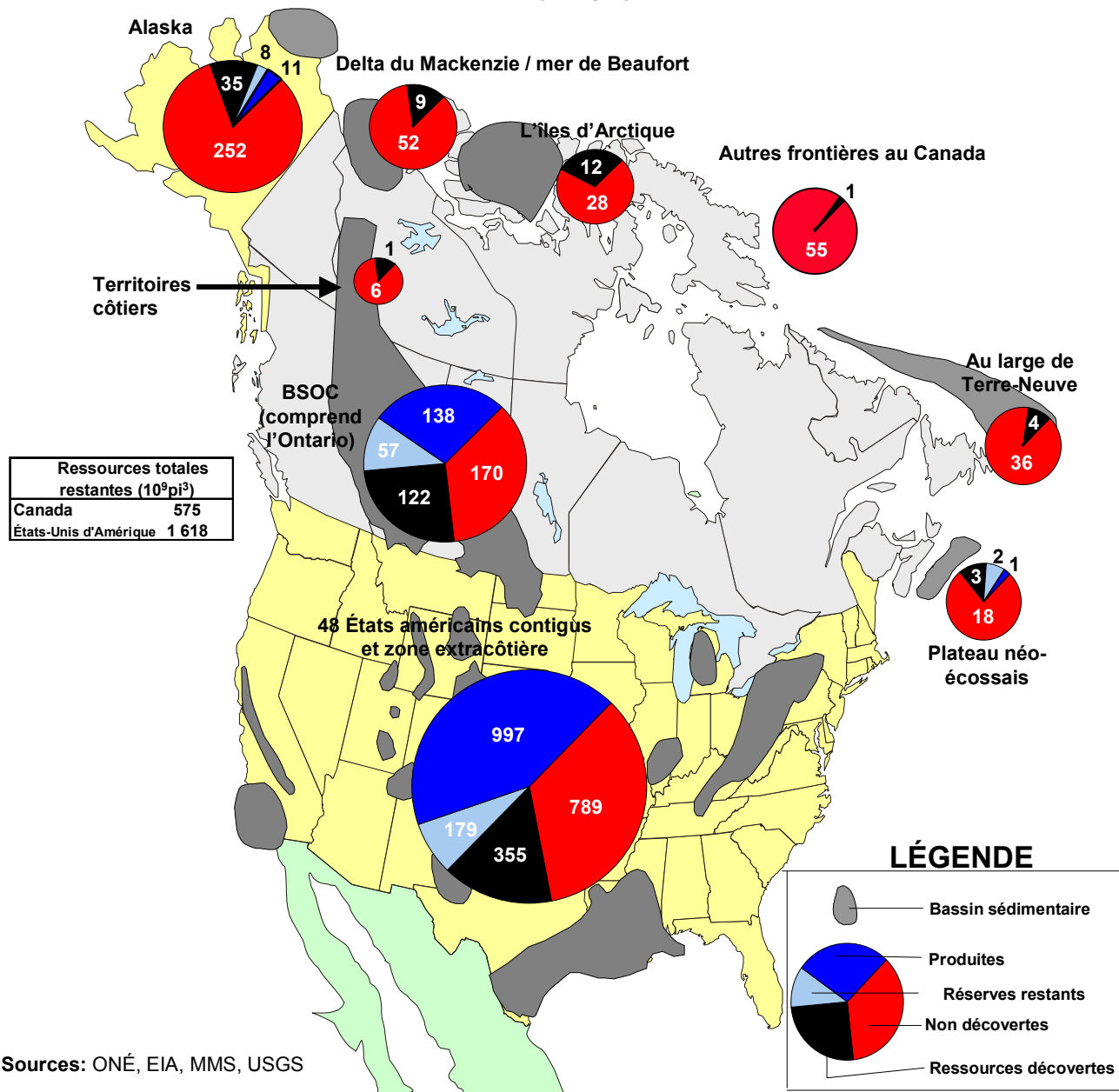
<b>Projets en cours d'examen</b>				
<b>Exploitant (Nom)</b>	<b>Emplacement</b>	<b>Capacité de livraison (10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup> / jour)</b>	<b>Prèmiere date possible</b>	<b>Situation</b>
Anadarko Petroleum Corporation (Bear Head)	Détroit de Canso, N.-É.	1,00	2007	Approbation de l'évaluation environnementale fédérale-provinciale reçue en août 2004.
Irving Oil Limited (Canaport)	Saint John, N.-B.	1,00	2007	Approbation de l'évaluation environnementale fédérale-provinciale reçue en août 2004.
Enbridge/Gaz Métro/ Gaz de France (Rabaska)	Beaumont, PQ	0,50	2008	Évaluation environnementale fédérale-provinciale en cours. Processus amorcé en juin 2004.
Keltic Petrochemicals	Goldboro, N.-É.	0,50	2008	Évaluation environnementale fédérale-provinciale en cours. Processus amorcé en août 2004.
Galveston LNG	Kitimat, C.-B.	0,61	2008	Évaluation environnementale fédérale-provinciale en cours. Processus amorcé en août 2004.
TransCanada/Petro-Canada (Énergie Cacouna)	Gros Cacouna, PQ	0,50	2009	Évaluation environnementale fédérale-provinciale en cours. Processus amorcé en septembre 2004.
<b>Autres projets annoncés</b>				
Westpac Terminals	Prince Rupert, C.-B.	0,3	2009	À l'étape de la conception. L'examen du projet n'est pas encore amorcé.
Statia Terminals	Détroit de Canso, N.-É.	0,50	2009	À l'étape de la conception. L'examen du projet n'est pas encore amorcé.
<b>TOTAL CANADA</b>		<b>4,91</b>		
<b>Sources:</b> Publications sectorielles et Sites Web d'entreprises.				

Il y a maintenant au Canada huit terminaux d'importation de GNL proposé. Les évaluations environnementales de deux des projets – ceux d'Irving Oil et d'Anadarko Petroleum Corporation (qui a acquis le projet de GNL Bear Head d'Access Northeast Energy) – ont été approuvées en août 2004. Quatre autre projets – ceux de Gaz Métro et ses partenaires, Keltic Petrochemical, Galveston LNG et de TransCanada – en sont aux premières étapes du processus d'examen de l'évaluation environnementale. Les deux derniers projets sont plutôt conceptuels, ayant tout juste été annoncés. L'annexe 2 offre des précisions sur les projets canadiens de GNL.

## ***Revue de 2003***

Ressources et réserves de gaz naturel

## Carte 4 Ressources et réserves de gaz au Canada et aux États-Unis (10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>)



Sources: ONÉ, EIA, MMS, USGS

La carte 4 présente des renseignements sur l'emplacement et l'ampleur de la production cumulée, des réserves, des ressources découvertes et des ressources non découvertes de gaz naturel au Canada et aux États-Unis.

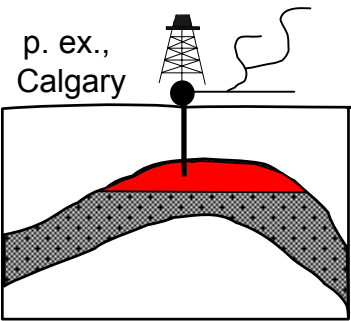
Selon les estimations les plus récentes de l'ONÉ, le potentiel ultime de gaz naturel classique au Canada, réserves prouvées y compris, est de 495 billions de pi<sup>3</sup>. À titre comparatif, 1 008 billions de pi<sup>3</sup> de gaz naturel ont déjà été produits aux États-Unis.

L'ONÉ estime que le BSOC recèle 80 billions de pi<sup>3</sup> de ressources en gaz naturel non classique non découverte. Le gaz naturel non classique comprend le méthane de gisements houillers, le gaz d'une formation imperméable et le gaz de schiste.

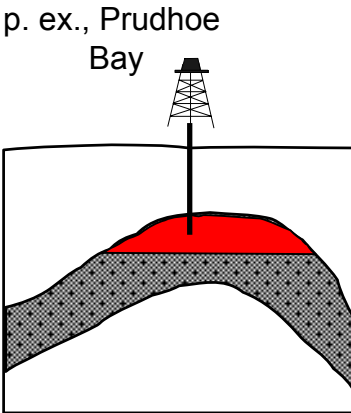
D'après les estimations du MMS et du USGS, les ressources fondamentales en gaz naturel des États-Unis, réserves prouvées y compris, s'élèvent à 1 618 billions de pi<sup>3</sup>.

Figure 19

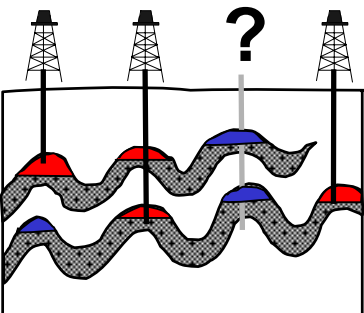
Tableau 8



**Réserves prouvées :** Quantités estimatives de gaz dans des gisements de gaz exploités, situés à proximité de gazoducs et de marchés. Les exploitants ont la certitude de pouvoir récupérer des volumes de gaz donnés au cours des années à venir, compte tenu des conditions technologiques et économiques actuelles.



**Ressources découvertes :** Quantités estimatives de gaz dans les gisements en exploitation trop éloignés pour être raccordés à des gazoducs ou pour que le gaz soit acheminé à des marchés. À la suite de la construction de pipelines, les volumes de gaz seraient récupérables compte tenu des conditions technologiques et économiques actuelles.



**Ressources non découvertes :** Estimations, établies par inférence sur la base de données géologiques, des volumes de gaz jugés récupérables compte tenu des conditions technologiques et économiques actuelles ou prévus mais pas encore découvertes grâce au forage. Les volumes en question sont susceptibles d'être situés à proximité de gazoducs ou non.

- Prouvées
- Non découvertes

Source : RNCan

Réserves et ressources de gaz en Amérique du Nord

(10 <sup>12</sup> pi <sup>3</sup> )	Réserves prouvées (1 <sup>er</sup> janv. 2003) <sup>1</sup>	Ressources découvertes <sup>2</sup>	Ressources non découvertes	Totalité des ressources restantes
Alberta	45	101	61	207
Colombie-Britannique	9	14	27	50
Saskatchewan	3	5	1	9
Territoires terrestre	0	1	6	7
Ressources non-classiques <sup>3</sup>	0	0	80	80
<b>Total Western Canada</b>	<b>57</b>	<b>121</b>	<b>175</b>	<b>353</b>
Ontario	0	1	1	2
Nouvelle-Écosse	2	3	18	23
<b>Total Eastern Canada</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>19</b>	<b>25</b>
Grands bancs et Labrador	0	4	36	40
Mackenzie/Beaufort	0	9	52	61
L'île d'Arctic	0	12	28	40
Autres Frontière	0	1	55	56
<b>Total, Frontière</b>	<b>0</b>	<b>26</b>	<b>171</b>	<b>197</b>
<b>Total, Canada<sup>4</sup></b>	<b>59</b>	<b>151</b>	<b>365</b>	<b>575</b>
Zone côtière des É.-U. et zones extracôtières des États	144	322	320	785
Zone fédérale extracôtière des É.-U.	25	68	362	455
Ressources non-classiques <sup>3</sup>	18	0	359	377
<b>Total, É.-U.</b>	<b>187</b>	<b>390</b>	<b>1 041</b>	<b>1 618</b>
<b>TOTAL, A.N.</b>	<b>246</b>	<b>541</b>	<b>1 406</b>	<b>2 193</b>

Sources: ONÉ, ACPP, EIA, USGS, MMS Nota: <sup>1</sup> Les estimations des ressources sont fondées sur les dernières estimations de l'ONÉ, du USGS et du MMS. Les données n'ont pas nécessairement été produites pendant l'année en cours ni au même moment. <sup>2</sup> Les ressources découvertes excluent les réserves <sup>3</sup> Le gaz naturel non classique se compose du méthane de gisements houillers, du gaz de schiste et du gaz d'une formation imperméable. <sup>4</sup> Les données sur les réserves canadiennes proviennent de l'ACPP. Toutes autres données des ressources canadiennes proviennent de l'ONÉ: Ressources en gaz naturel classique du Canada, avril 2004 et L'avenir énergétique au Canada, scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025, juillet 2003.

La figure 19 illustre schématiquement les réserves prouvées et les ressources découvertes et non découvertes.

Les ressources fondamentales en gaz naturel des États-Unis, réserves prouvées y compris, totalisent 1 618 billions de pi<sup>3</sup>. Si l'on tient compte des niveaux de production intérieurs de 2002, les États-Unis disposent de suffisamment de gaz naturel pour répondre à leurs besoins durant 85 ans.

Selon les estimations formulées par l'ONÉ, le Canada possède des ressources fondamentales en gaz naturel, réserves prouvées y compris, de 575 billions de pi<sup>3</sup>. Compte tenu des niveaux de production intérieurs de 2002, le Canada est apte à subvenir à ses besoins en gaz naturel durant 77 ans.

**Tableau 9**

**Réserves de gaz naturel en Amérique du Nord**

(10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	1 <sup>er</sup> janv. 2003	1 <sup>er</sup> janv. 2002	Change-ment 03 vs 02	Change-ment % 03 vs 02
Golfe zone terrestre <sup>1</sup>	57 885	57 914	-29	0 %
Golfe zone extracôtière <sup>2</sup>	24 689	26 496	-1 807	-7 %
<b>Total pour le Golfe</b>	<b>82 574</b>	<b>84 410</b>	<b>-1 836</b>	<b>-2 %</b>
Centre continent américain <sup>3</sup>	21 519	20 275	1 244	6 %
Rocheuses américaines <sup>4</sup>	56 776	53 816	2 960	6 %
Autres, É.-U.	26 077	24 959	1 118	4 %
<b>Réserves totales pour les É.-U.</b>	<b>186 946</b>	<b>183 460</b>	<b>3 486</b>	<b>2 %</b>
Ouest canadien <sup>5</sup>	55 911	56 671	-760	-1 %
Plateau néo-écossais	1 982	2 178	-196	-9 %
Autres, Canada <sup>6</sup>	854	941	-87	-9 %
<b>Total pour le Canada</b>	<b>58 746</b>	<b>59 789</b>	<b>-1 043</b>	<b>-2 %</b>
<b>Réserves totales A.N.</b>	<b>245 692</b>	<b>243 249</b>	<b>2 443</b>	<b>1 %</b>

**Sources:** EIA and ACPP. **Nota:** <sup>1</sup> TX, LA, MS et AL côtière et TX et AL zone extracôtière de l'État. <sup>2</sup> TX et LA zone extracôtière fédérale du Golfe du Mexique. <sup>3</sup> AR, KS et OK. <sup>4</sup> CO, MT, NM, UT et WY. <sup>5</sup> C.-B., AB et SK. <sup>6</sup> Inclut les territoires du Nord et l'Ontario.

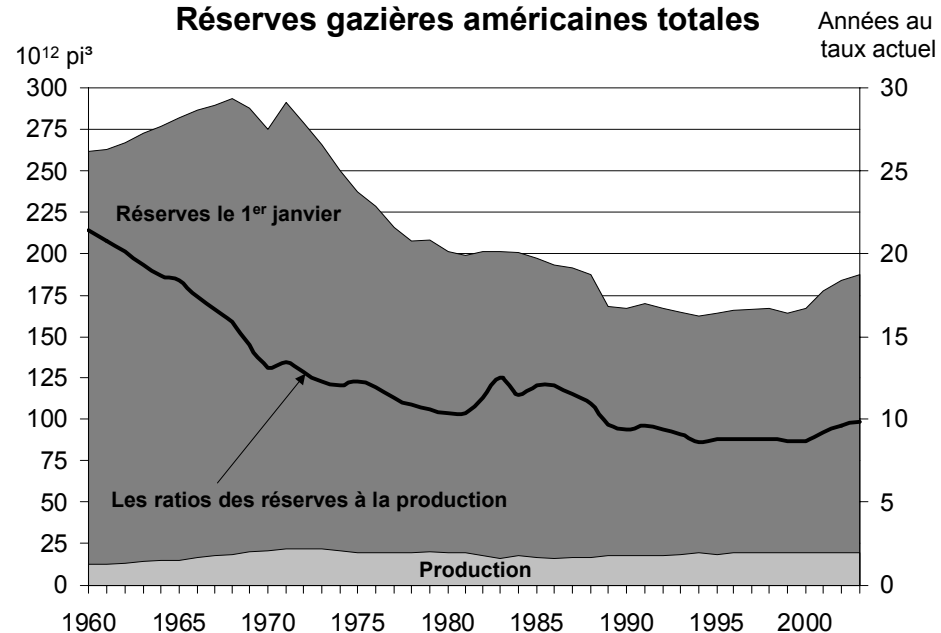
Les données sur les réserves d'une année paraissent presque toujours une année complète plus tard. Les derniers chiffres parus sur les réserves se rapportent au 1<sup>er</sup> janvier 2003.

Les réserves de gaz des États-Unis ont crû d'environ 3,5 billions de pi<sup>3</sup>, en grande partie grâce à la hausse de 3 billions de pi<sup>3</sup> des réserves de la région des Rocheuses.

Cela contraste avec la situation du Canada, où une diminution d'un peu plus de 1 billion de pi<sup>3</sup> a été enregistrée. Les réserves de gaz naturel dans l'Ouest du Canada ont rétréci de 1,5 % par rapport à ce qu'elles étaient à la fin de 2001, pour s'établir à 56,7 billions de pi<sup>3</sup>, ce qui représente 86 % de la production annuelle de 2002, contre 109 % en 2001. Les réserves marines au large du Canada atlantique ont diminué par une marge à peu près équivalente à la production annuelle au large de la Nouvelle-Écosse.

**Figure 20**

**Réserves gazières américaines totales**



Source: EIA

La comparaison des réserves prouvées et de la production sur la même échelle illustre éventuellement le degré de maturité d'une région.

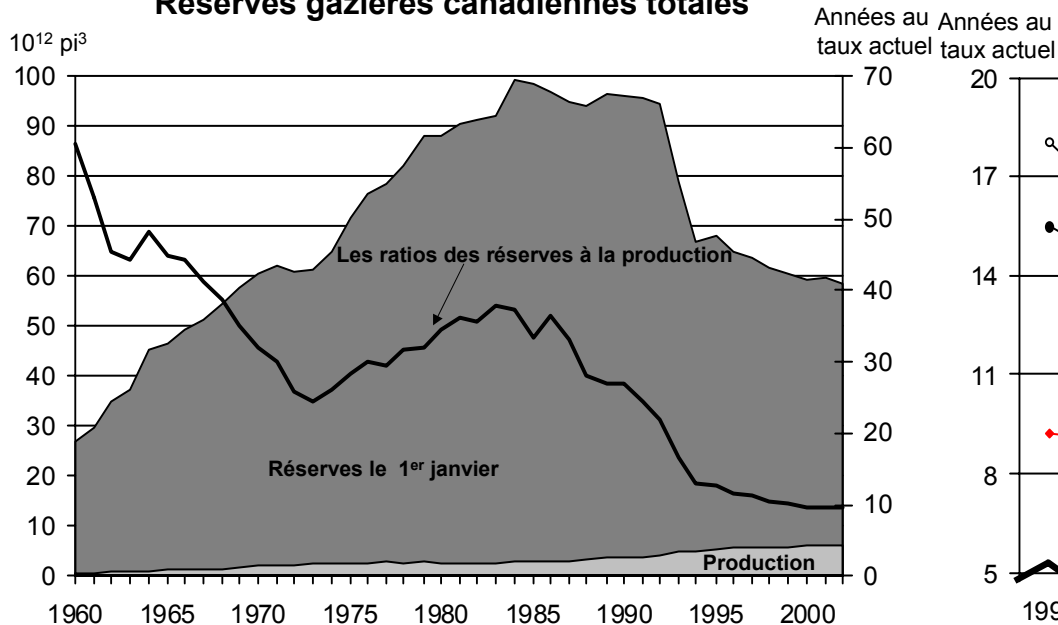
Les réserves américaines ont atteint un sommet de quelque 290 billions de pi<sup>3</sup> en 1970, auquel moment le ratio réserves-production était de 13,4, ce qui signifiait que les réserves dureraient un peu plus de 13 ans si le taux de production n'augmentait pas et si aucune nouvelle réserve n'était découverte.

Après ce sommet, les réserves ont piqué rapidement. De 1971 à 1991, elles ont chuté de plus de 40 %. Cela dit, elles ont augmenté au cours de 9 des 10 dernières années et s'établissent à 187 billions de pi<sup>3</sup> au début de 2003. Le ratio réserves-production est donc passé à 9,8 ans.



**Figure 21**

**Réserves gazières canadiennes totales**



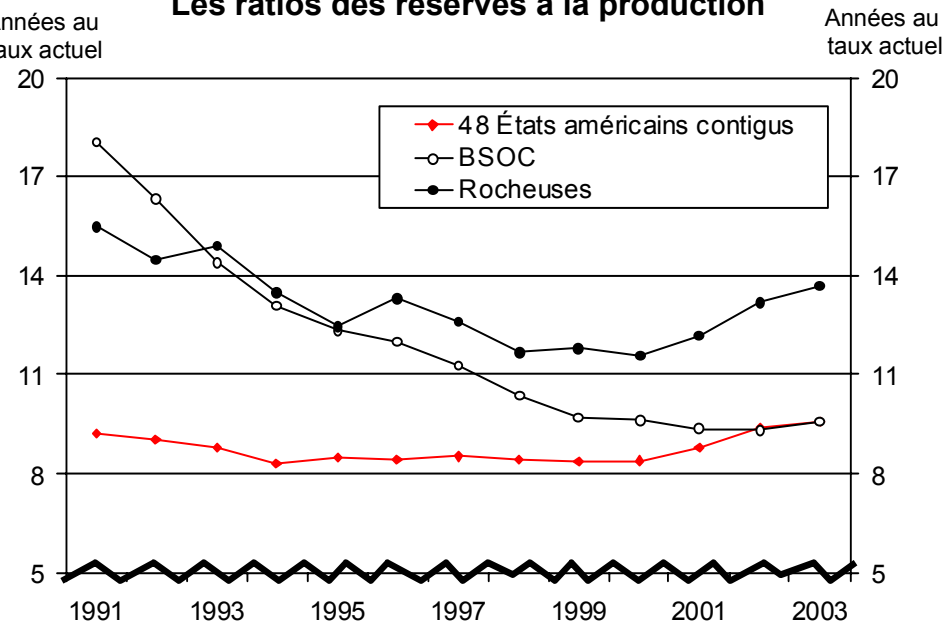
Sources: ONÉ, ACPP, Statistique Canada

Une comparaison semblable de la totalité des réserves gazières canadiennes brosse un tableau autrement différent. Elles ont atteint un sommet en 1983, puis elles ont baissé précipitamment jusqu'en 1994. Une part de la chute était à mettre sur le compte d'importantes révisions négatives visant à supprimer d'anciennes réserves comptabilisées depuis longtemps. Les réserves canadiennes poursuivent leurs tendances baissières, quoique à un rythme qui semble ralentir. La tendance s'est poursuivie en 2002, les réserves ayant accusé une contraction de 1 043 milliards de pi<sup>3</sup> au début de 2003.

Le ratio réserves-production du Canada est en chute libre depuis 1983 et s'établit actuellement à 9,78, donnée comparable au ratio qui concerne les États-Unis. Le ratio canadien actuel est semblable à ce qu'il était voilà 37,5 ans, avant la déréglementation des marchés du gaz naturel.

**Figure 22**

**Les ratios des réserves à la production**



Sources: EIA, ACPP, ONÉ

Comme nous l'avons observé, les ratios des réserves à la production (R-P) indiquent le délai dans lequel les réserves de gaz seront épuisées, en posant que les niveaux de production actuels se maintiennent et qu'aucune nouvelle réserve ne soit découverte. Le ratio R-P a tendance à diminuer à mesure qu'augmente le degré de maturité d'une région. La figure 22 présente les ratios R-P de trois régions d'Amérique du Nord dont chacune a un degré de maturité propre.

Le ratio R-P en baisse du BSOC et sa stabilisation récente témoignent de la maturation du Bassin. Désormais, le ratio R-P du BSOC est identique à celui des 48 États du Sud du continent américain, première région d'Amérique du Nord par la maturité.

La seule grande région productrice dont le degré de maturité est peu évoluée est celle des Rocheuses américaines, dont le ratio R-P augmente chaque année depuis 2000. Il était de 13,7 ans en 2003.

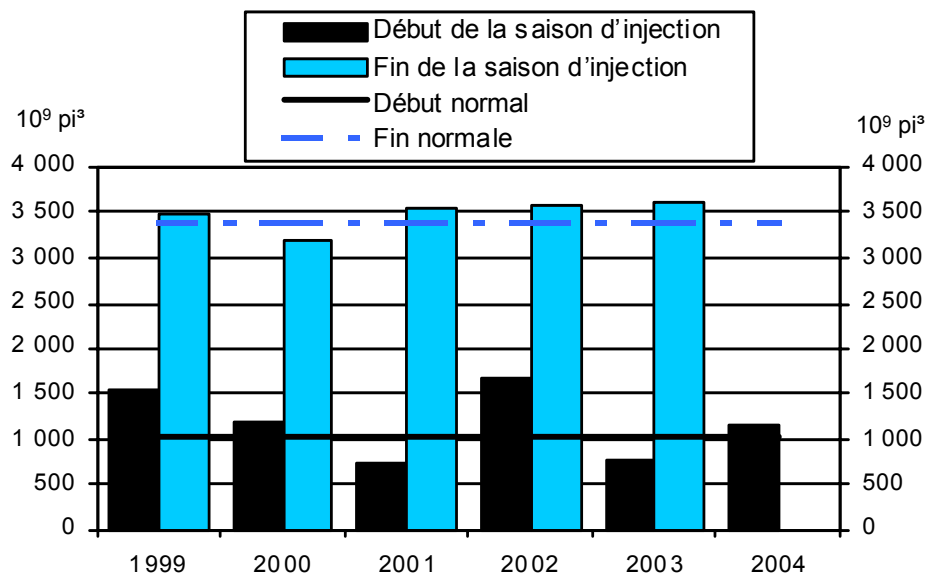


## ***Revue de 2003***

Stockage de gaz naturel

**Figure 23**

**Niveaux de stockage nord-américains**



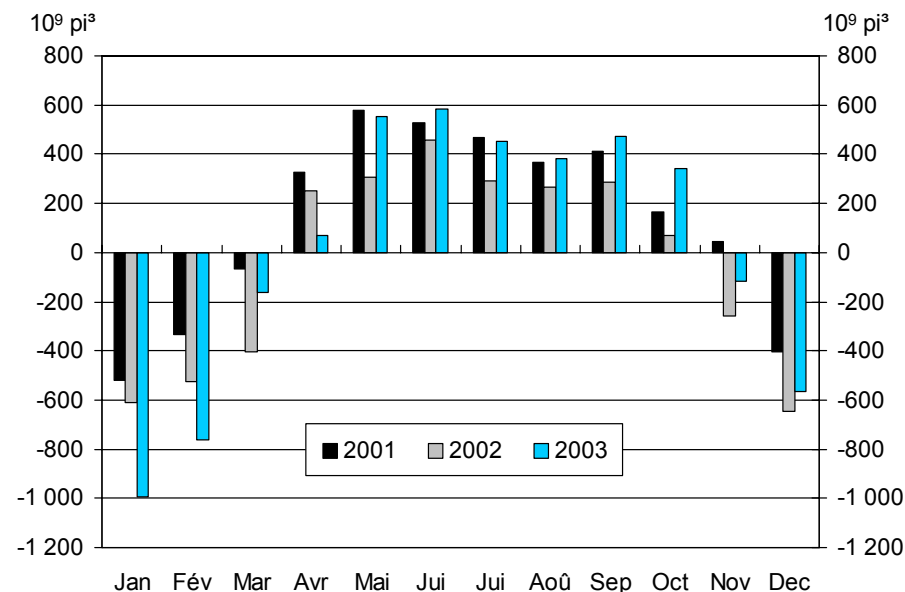
Sources: Canadian Enerdata, ACG, EIA, AGA

La saison d'injection de stocks débute le 1<sup>er</sup> avril et se termine le 1<sup>er</sup> novembre. La figure 23 montre le niveau de stockage nord-américains au début et à la fin de diverses saisons d'injection antérieures. Ces données s'accompagnent des niveaux moyens normaux (de 1998 à 2002), qui sont de 3 500 milliards de pi<sup>3</sup> en début de saison et de 1 milliard en fin de saison. Au début de la saison 2003, les niveaux de stockage nord-américains étaient de 759 milliards de pi<sup>3</sup>, inférieurs de 283 milliards aux niveaux normaux. Les niveaux de stockage en début de saison 2004 étaient de 1 162 milliards de pi<sup>3</sup>, 403 milliards de plus que ce qu'ils avaient été à la même période en 2003.

Le Canada et les États-Unis devront procéder à des injections de 2 338 milliards de pi<sup>3</sup>, soit 11 milliards par jour, pour porter les stocks à 3 500 milliards de pi<sup>3</sup> le 1<sup>er</sup> novembre 2004. La demande d'injections de stockage de 2003 était de 12,8 milliards de pi<sup>3</sup> par jour, c'est-à-dire 1,8 milliard de pi<sup>3</sup> par jour de plus.

**Figure 24**

**Volumes d'injection et de retrait pour l'Amérique du Nord**



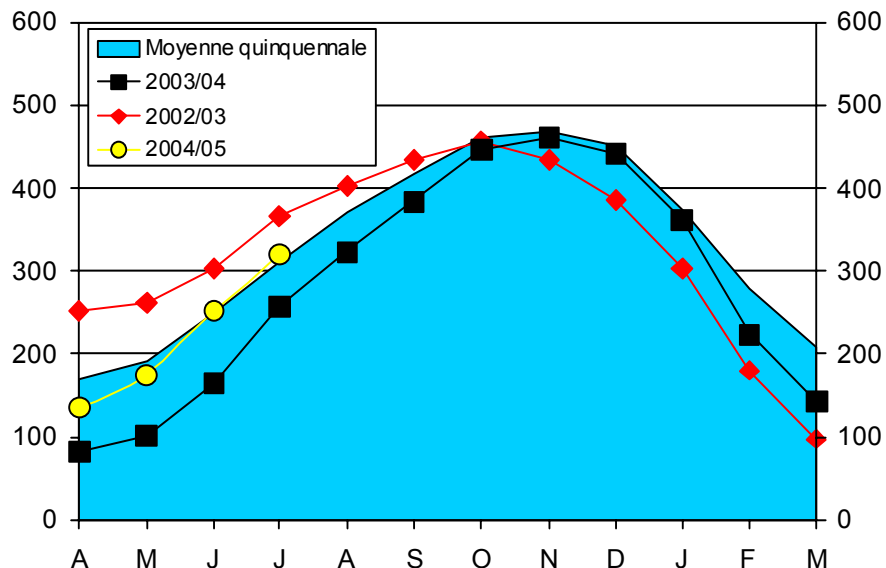
Source: Gas Daily

La figure 24 compare les niveaux mensuels des injections (positifs) et des retraits (négatifs) de stockage nord-américains de gaz naturel de 2001, 2002 et 2003. Les retraits de stockage de gaz naturel représentent une source d'approvisionnement supplémentaire. Par contre, les injections correspondent à une marge de demande supplémentaire, laquelle doit faire concurrence avec la demande d'autres secteurs comme celui de la production d'électricité servant à alimenter les climatiseurs au cours de l'été.

En janvier et février 2003, le marché a retiré et consommé des stocks de 1,8 billion de pi<sup>3</sup> de gaz naturel, soit le volume le plus important de stocks retirés en deux mois depuis plus d'une décennie. À titre comparatif, 1,8 billion de pi<sup>3</sup> équivalent à 50 % des stocks nord-américains constatés le 1<sup>er</sup> novembre 2003.

**Figure 25**  
**Stockage au Canada**

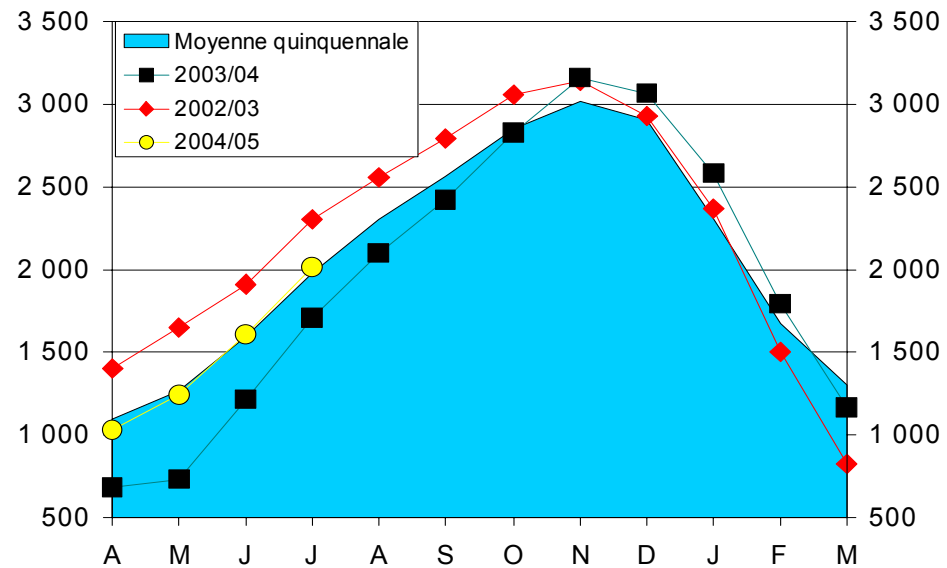
10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>, au début du mois



10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>, au début du mois

**Figure 26**  
**Stockage aux États-Unis**

10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>, au début du mois



10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>, au début du mois

Source : Estimations de RNCan fondées sur les données hebdomadaires de Canadian Enerdata

Source : Estimations de RNCan fondées sur les données hebdomadaires de l'EIA

Les niveaux de stockage canadiens en 2003 étaient aux antipodes de ce qu'il avait été en 2002. En 2003, les niveaux de stockage étaient de 83 milliards de pi<sup>3</sup> le 1<sup>er</sup> avril, 67 % de moins que l'année précédente. Malgré ces faibles volumes, des injections totalisant 380 milliards de pi<sup>3</sup> ont été opérées et le niveau a été porté à la moyenne quinquennale.

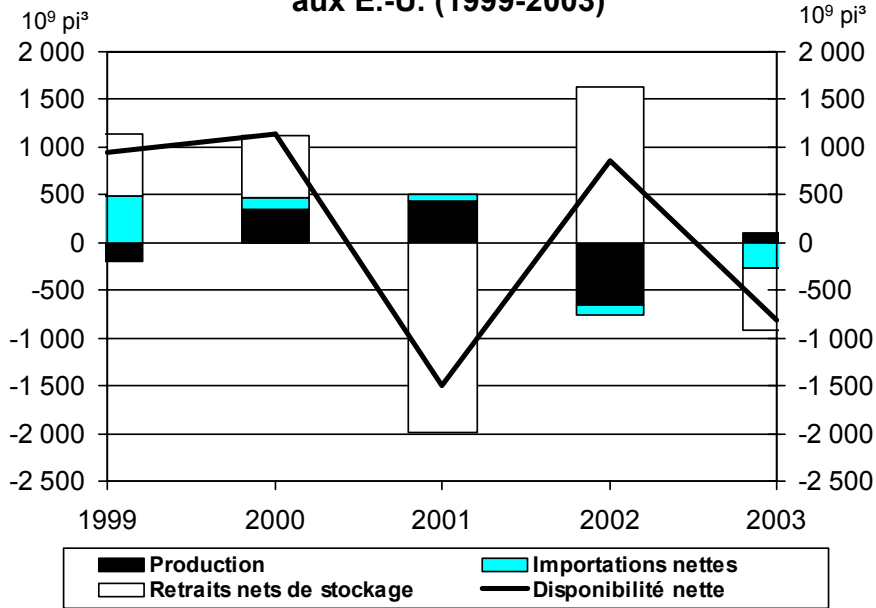
Au début de la saison des injections de stockage au printemps 2004, les niveaux de stockage canadiens sont supérieurs de 66 % à ce qu'ils avaient été un an plus tôt. Comme les niveaux de stockage sont rassurants cette année, seules des injections modestes seront nécessaires avant l'hiver.

Les niveaux de stockage américains en 2003-2004 faisaient écho à la situation canadienne. Le 1<sup>er</sup> avril 2003, les niveaux américains étaient de 676 milliards de pi<sup>3</sup>, c'est-à-dire 52 % de moins qu'un an plus tôt. Des injections de 2 487 milliards de pi<sup>3</sup> ont été effectuées, et les niveaux ont dépassé la moyenne quinquennale.

Tandis que s'annonce la saison des injections de stockage 2004, les niveaux de stockage américains sont supérieurs de 52 % à ce qu'ils avaient été un an plus tôt. Compte tenu des niveaux actuels, il est réaliste de croire que la moyenne américaine quinquennale sera atteinte le 1<sup>er</sup> novembre.

**Figure 27**

**Différences dans l'offre de gaz naturel aux É.-U. (1999-2003)**



Source: EIA

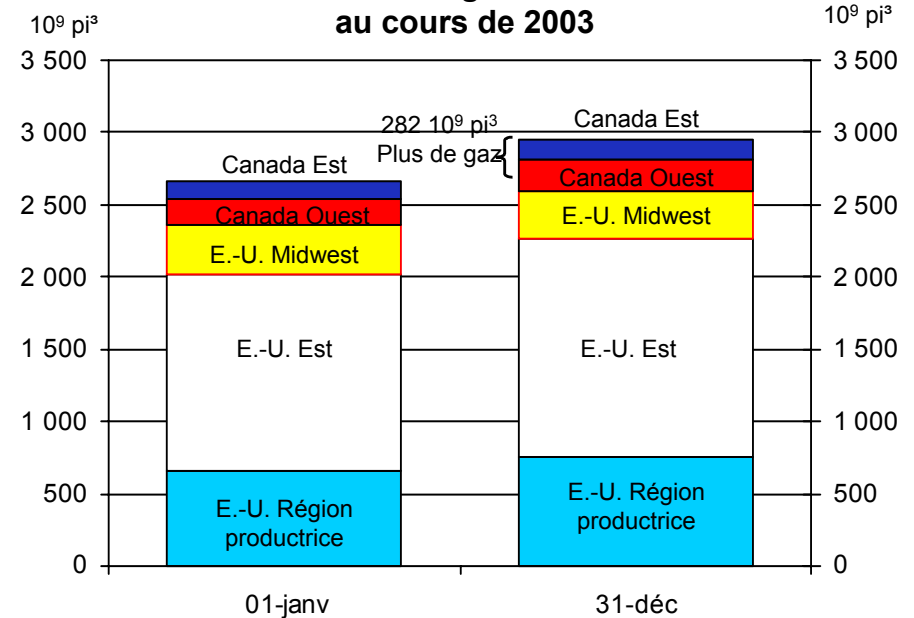
La figure 27 illustre l'évolution de l'offre américaine de gaz naturel de 1999 à 2003. L'offre américaine de gaz naturel provient de quatre sources : la production intérieure, les importations nettes, les retraits nets de stockage et les volumes supplémentaires. Selon la définition retenue par l'EIA, volume supplémentaire s'entend « du gaz naturel synthétique, de l'air propané, des gaz de raffinerie, des gaz de la biomasse, de l'air injecté aux fins de stabilisation du contenu calorifique, du gaz de fabrication mélangé au gaz naturel, qui est ainsi distribué ».

L'offre de gaz naturel en 2003 était inférieure de 817 milliards de pi<sup>3</sup> à ce qu'elle avait été en 2002, principalement à cause de retraits moindres de stockage. La production américaine a augmenté de 104 milliards de pi<sup>3</sup> après avoir chuté de 650 milliards en 2002. Les importations nettes américaines ont baissé de quelque 260 milliards de pi<sup>3</sup> en 2003.

Gaz naturel canadien : Revue de 2003 et perspectives à 2020

**Figure 28**

**Variations du stockage nord-américaines au cours de 2003**



Sources : ACG, Canadian Enerdata, EIA

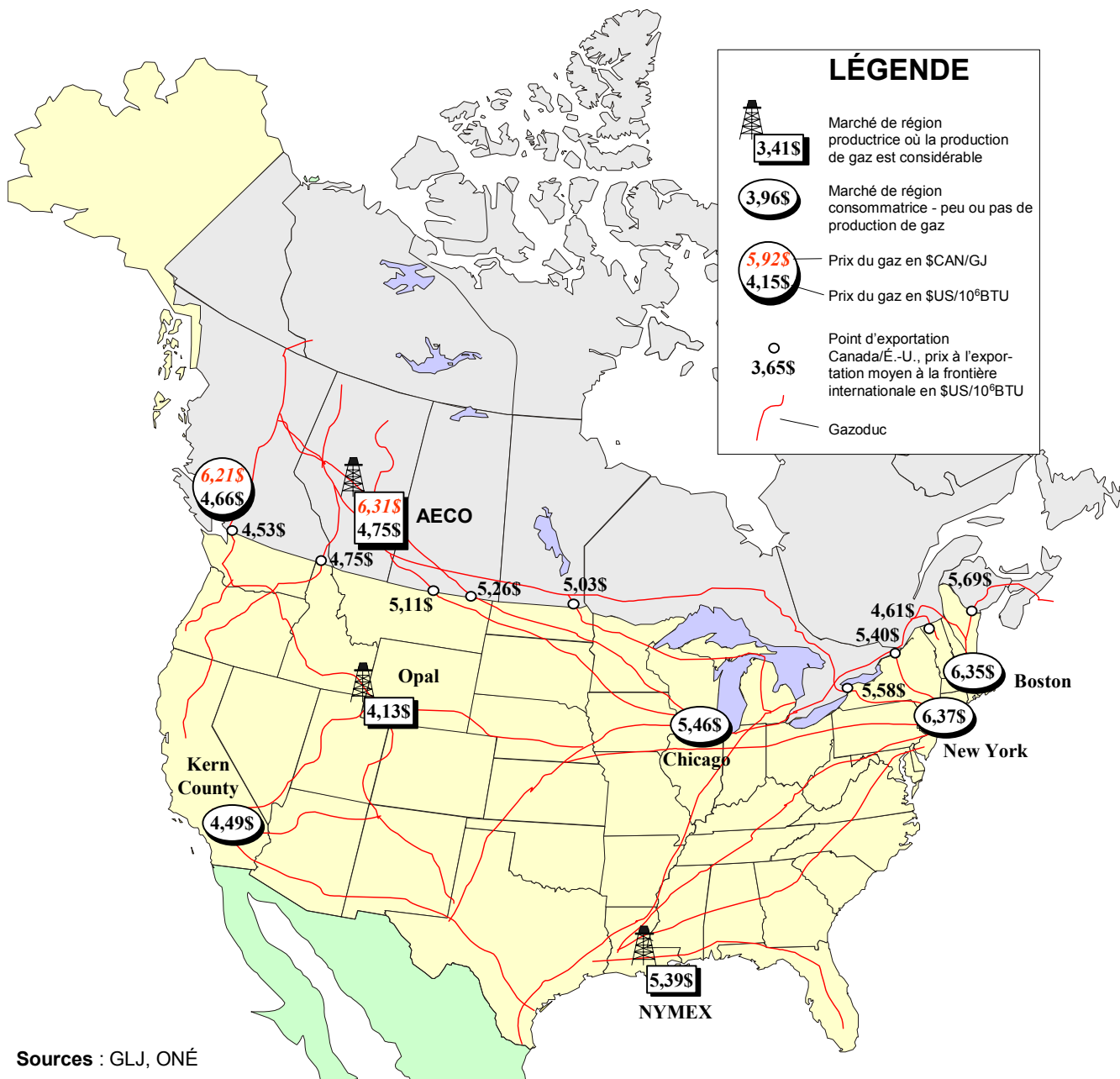
Les niveaux de stockage nord-américains ont augmenté tout au long de l'année civile. Ils totalisaient 2 671 milliards de pi<sup>3</sup> le 1<sup>er</sup> janvier 2003 et 2 953 le 31 décembre 2003, ce qui représente une hausse nette de 282 milliards de pi<sup>3</sup>. La plus importante augmentation absolue a eu lieu dans l'Est des États-Unis, région qui a connu une hausse de 152 milliards de pi<sup>3</sup>. En revanche, la diminution la plus forte en pourcentage s'est produite dans l'Ouest des États-Unis, où les niveaux de stockage se sont contractés de 17 milliards de pi<sup>3</sup>.

Les niveaux de stockage en début et en fin d'année sont particulièrement importants pour rapprocher les données inégales sur la demande et l'offre annuelles.

## ***Revue de 2003***

Prix du gaz naturel

## Carte 5 Prix du gaz naturel au Canada et aux États-Unis



La carte 5 illustre les prix (mensuels) du gaz naturel sur le marché au comptant en 2003 à divers carrefours partout au Canada et aux États-Unis. Il s'agit de la moyenne annuelle de 12 prix mensuels, exception faite des cours à la frontière du gaz exporté, lesquels sont des moyennes pondérés en fonction du volume.

En temps normal, les prix les plus bas sont les prix à la tête de puits dans les régions productrices où les coûts sont les moins élevés, par exemple l'Alberta et la région des Rocheuses aux États-Unis. Les prix les plus élevés sont ceux des marchés les plus éloignés des points d'approvisionnement, par exemple le Nord-Est des États-Unis et l'Est du Canada. Dans ces derniers cas, des frais appréciables d'acheminement par gazoducs s'ajoutent au coût du produit.

En 2003, les cours du gaz étaient en hausse partout au Canada et aux États-Unis. De nombreux facteurs expliquent la situation, y compris des inquiétudes concernant les niveaux de stockage, une production stable, les cours élevés du pétrole et le temps froid.

Sources : GLJ, ONÉ



**Tableau 10**

**Prix du gaz naturel par région**

Region	Moy. 2003 (\$US/Million BTU)	Moy. 2002 (\$US/Million BTU)	Change- ment (\$) 03 vs 02	Change- ment % 03 vs 02
AECO-C (le sud de l'Alberta)	4,75 \$	2,58 \$	2,17 \$	84 %
NYMEX (Louisiane)	5,39 \$	3,22 \$	2,16 \$	67 %
Californie	4,49 \$	2,97 \$	1,52 \$	51 %
Huntingdon (C.-B.)	4,66 \$	3,99 \$	0,67 \$	17 %
Opal (Rocheuses)	4,13 \$	2,04 \$	2,09 \$	102 %
Chicago	5,46 \$	3,25 \$	2,21 \$	68 %
Dracut	6,35 \$	3,71 \$	2,64 \$	71 %
Dawn (Ontario)	5,62 \$	4,85 \$	0,76 \$	16 %

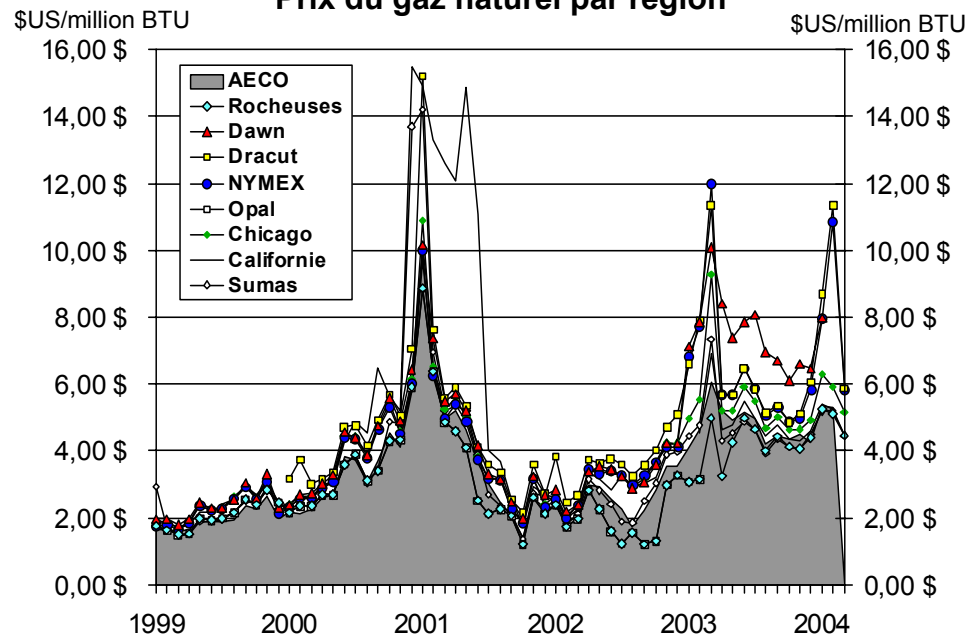
Source: GLJ

Les prix du gaz naturel ont grimpé en 2003, après avoir reculé partout en Amérique du Nord en 2002. Les cours étaient en hausse dans toutes les principales régions du continent en 2003. Ceux de l'Alberta étaient de 84 % supérieurs à ce qu'ils avaient été en 2002, tandis que les prix de la NYMEX ont progressé de 67 %.

La hausse la plus importante a été enregistrée dans les Rocheuses, où les cours ont plus que doublé par rapport à 2002. Les hausses les plus modestes se sont produites en Ontario et au poste frontalier Huntingdon/Sumas en Colombie-Britannique.

**Figure 29**

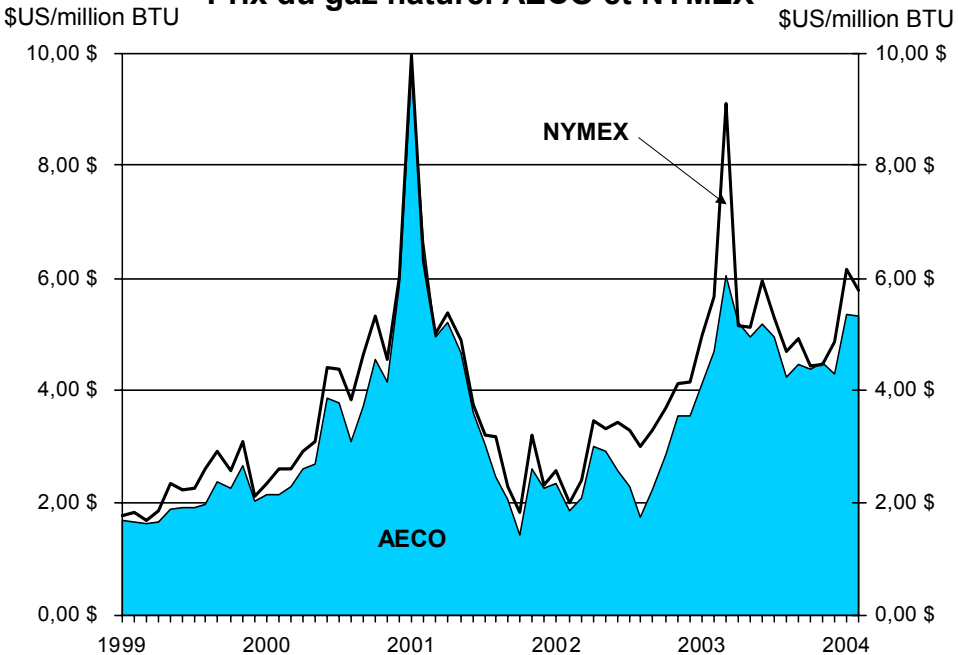
**Prix du gaz naturel par région**



Source: GLJ

Les prix mensuels au comptant dans les principales régions de l'Amérique du Nord sont présentés dans la figure 29. Règle générale, d'importants écarts indiquent que des contraintes pèsent sur la capacité de transport entre deux endroits. Les cours extrêmement élevés dans l'Ouest américain en 2001, provoqués par la crise de l'énergie de la Californie, constituent l'exemple récent le plus marqué des écarts entre les marchés.

Une divergence entre régions s'est produite à nouveau en 2003, lorsque les cours dans la partie est du continent, notamment ceux de Boston, de la région de Dawn et de la NYMEX, ont amorcé une tendance haussière et devancé les prix dans la partie ouest du continent. L'écart s'explique principalement par le temps froid qui a frappé le Nord-Est des États-Unis et a provoqué une poussée de la demande. Cependant, une capacité pipelinière insuffisante s'est traduite par d'importants écarts entre le cours du gaz naturel à Boston et le cours AECO.

**Figure 30****Prix du gaz naturel AECO et NYMEX**

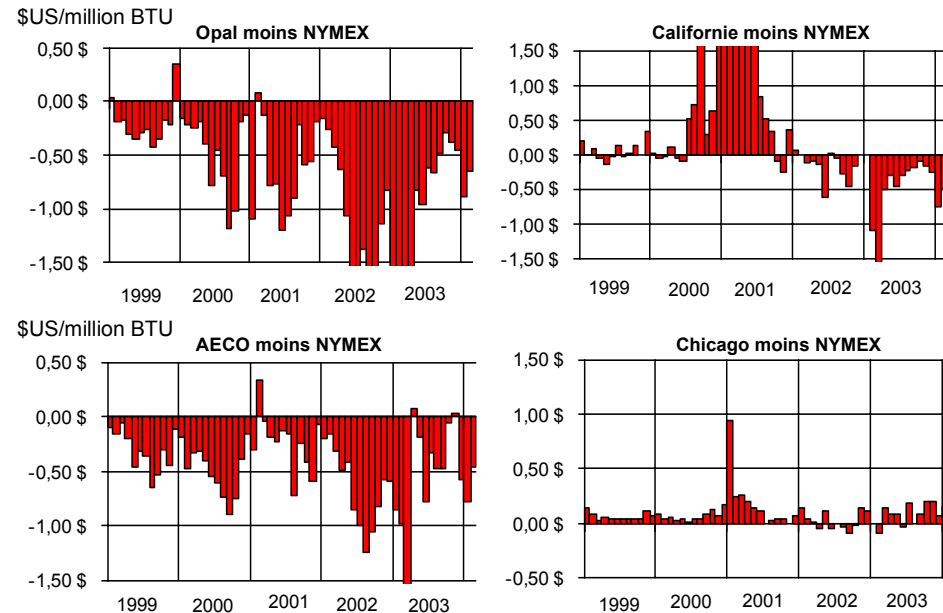
Source: GLJ

Les deux carrefours de prix importants de l'Amérique du Nord sont le marché intra-Alberta (AECO) et le carrefour Henry Hub en Louisiane (NYMEX). Un écart de 0,50 \$US/million de BTU entre la NYMEX et l'Alberta est considéré comme normal. De 1999 à 2004, l'écart NYMEX-Alberta s'élevait en moyenne à 0,49 \$US/million de BTU.

Des fois, le cours de l'Alberta et celui de la NYMEX seront indépendants l'un de l'autre à court terme. En 2001, l'écart le plus faible depuis 10 ans a été enregistré, soit 0,23 \$US/million de BTU. Depuis, les différences ont toutefois augmenté. En 2003, le cours moyen de la NYMEX a été de 5,39 \$US/million de BTU, celui de l'Alberta 4,75 \$US, ce qui représente un intervalle de 0,64 \$US.

Une part importante de l'écart de l'année est attribuable au premier trimestre de 2003, où il s'est établi en moyenne à 1,64 \$US/million de BTU.

Gaz naturel canadien : Revue de 2003 et perspectives à 2020

**Figure 31****Différences entre les prix du gaz naturel**

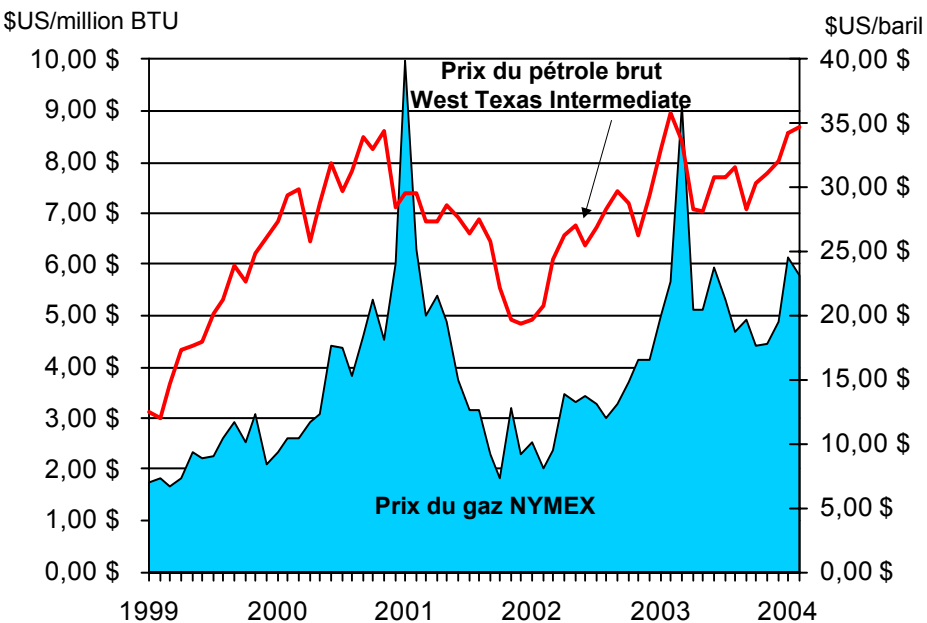
Source: GLJ

Les écarts ont continué à se creuser en 2003, à l'exception de l'écart AECO-NYMEX, 0,64 \$US, qui n'a pas varié. Alors que l'écart Chicago-NYMEX demeure modeste, il a plus que doublé, allant de 0,03 \$US à 0,08 \$US. L'écart Rocheuses-Opal a progressé de 6 %, passant de 1,18 \$US à 1,26 \$US.

La Californie, où les prix ont poursuivi leur course baissière, continue de dominer le tableau. En effet, les prix y ont baissé de 51 % en comparaison de 2002. L'écart entre les cours de la NYMEX et ceux de la Californie s'est élargi sensiblement, allant de 0,17 \$US en 2002 à 0,52 \$US en 2003, une hausse de 214 %. La situation est particulièrement frappante en comparaison de ce qu'elle avait été en 2001, année où les prix de la Californie avaient été supérieurs en moyenne de 3,77 \$US à ceux de la NYMEX.

**Figure 32**

**Les prix du pétrole brut et du gaz naturel**



Sources: EIA, GLJ

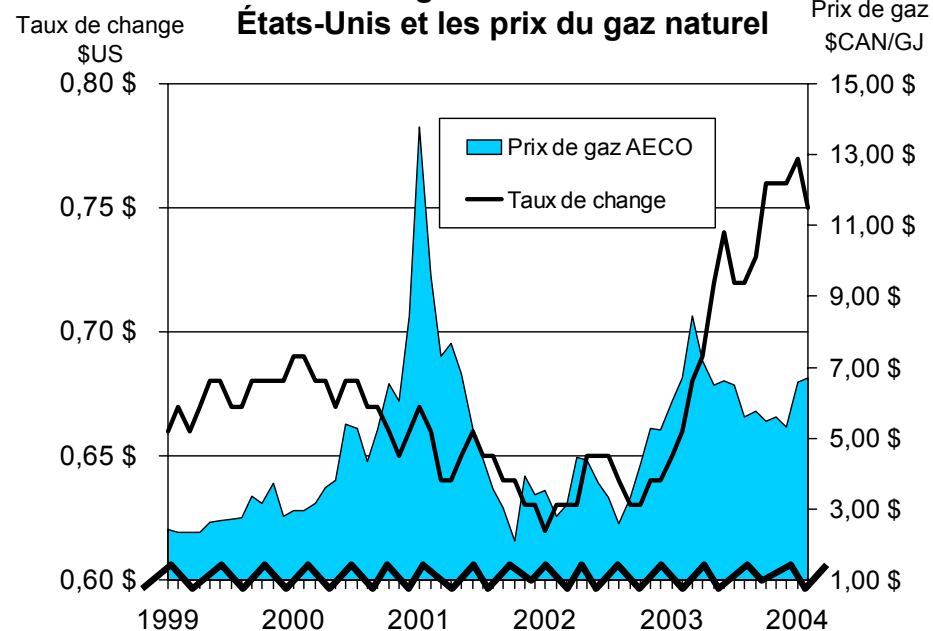
Le graphique ci-dessus illustre le rapport entre les cours du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) et ceux du gaz naturel. Nombre d'industries et de producteurs d'électricité peuvent substituer le gaz aux carburants dérivés du pétrole brut, et vice versa, si bien que les cours normaux du pétrole brut sont susceptibles d'influencer la demande de gaz et le cours de celui-ci.

Le cours moyen du pétrole brut WTI a été de 29,58 \$US par baril en 2003. Cela représente une hausse de 5,30 \$US en regard du cours moyen de 2002, fixé à 24,28 \$US. Comme l'offre irakienne demeure de loin inférieure aux niveaux historiques et la zone productrice du Moyen-Orient est marquée par une certaine précarité, les cours du pétrole demeureront élevés à coup sûr à court terme. Puisque les prix tant du gaz que du pétrole se situent à des niveaux élevés par rapport aux cours historiques, les consommateurs industriels ne sont pas motivés à remplacer un carburant par l'autre.

Gaz naturel canadien : Revue de 2003 et perspectives à 2020

**Figure 33**

**Taux de change entre le Canada et les États-Unis et les prix du gaz naturel**



Source: GLJ

Les marchés gaziers canadien et américain sont fortement intégrés, et, en règle générale, les prix se suivent. Par conséquent, les variations de taux de change influencent le cours du gaz canadien. Depuis plusieurs années, le dollar canadien recule contre le dollar américain, ce qui a essentiellement pour effet d'accroître le prix du gaz naturel en dollars canadiens.

Or la tendance s'est inversée en 2003, année où le cours du dollar canadien s'est chiffré en moyenne à 0,72 \$US, soit 0,06 \$US de plus qu'en 2002. L'appréciation du dollar canadien se traduit par une baisse du cours du gaz naturel en dollars canadiens. Un exemple s'impose : si le taux de change des deux monnaies en 2003 avait été égal à celui de 2002, à savoir 0,67 \$US, le prix moyen du gaz naturel canadien aurait été de 6,76 \$CAN/GJ en 2003 plutôt que 6,31 \$CAN/GJ.



## ***Revue de 2003***

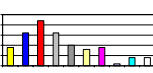
Ventes canadiennes à l'exportation,  
les importations et sur le marché intérieur

Marché intérieur et marché d'exportation

**Production = 6 042 10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>**  
**Importations = 371 10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>**  
**Exportations brutes = 3 481 10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>**  
**Exportations nettes = 3 110 10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>**  
**Demande intérieure = 2 914 10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>**

Les **exportations brutes** représentent plus de **15%** de la demande américaine totale et plus de **58%** de la production canadienne.

**LÉGENDE**



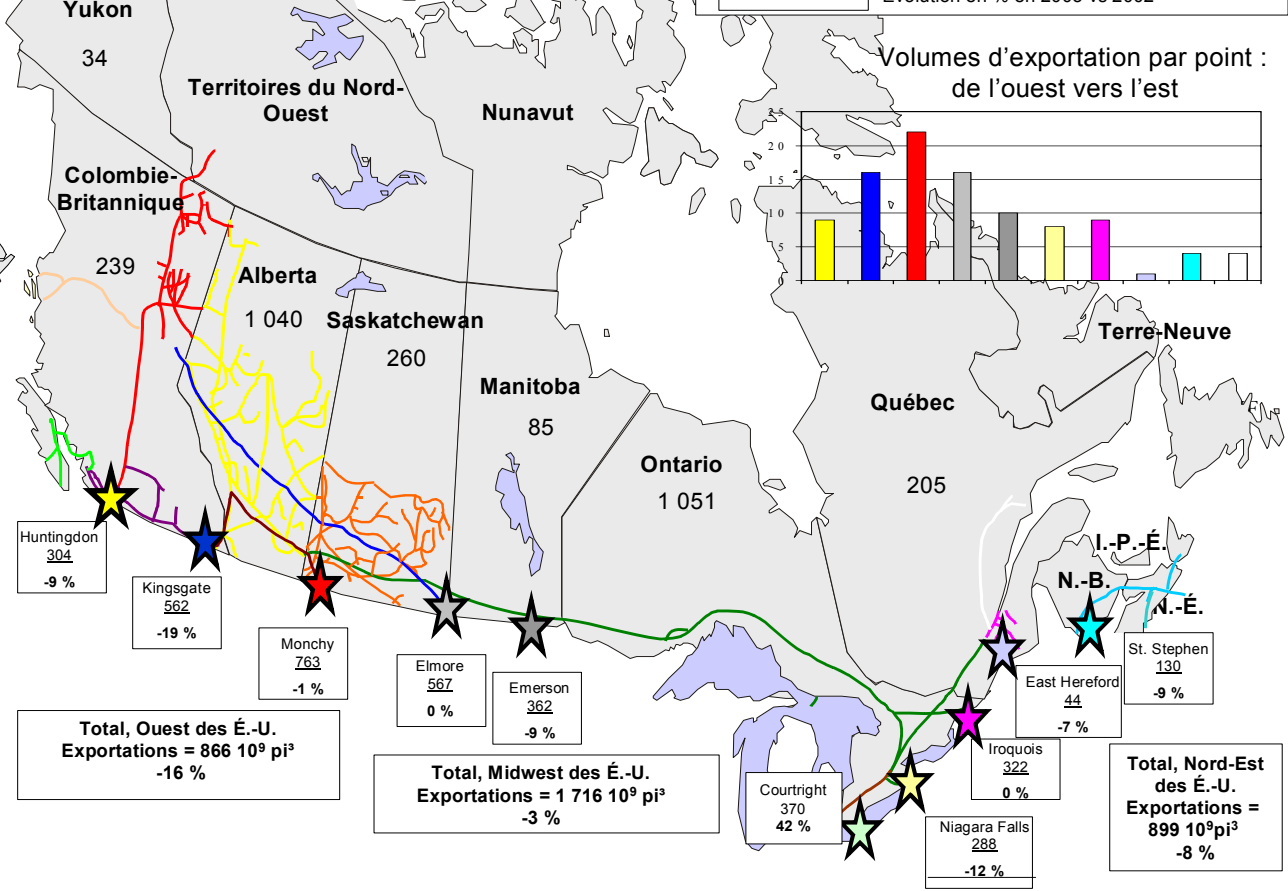
Distribution des exportations : la partie en blanc représente les exportations à partir de points secondaires

**762** Exportations brutes via un point d'exportation important (excluant Courtright, un point d'importation)

**239** Demande de gaz provinciale

**1 029 10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>** Exportations totales vers la région en 2003

**-25%** Évolution en % en 2003 vs 2002



La carte présente les volumes des exportations et des importations de gaz naturel à divers carrefours d'échange au Canada et aux États-Unis. Le graphique montre la ventilation en pourcentage des exportations ayant transité par chaque endroit.

Les exportations brutes vers les États-Unis se sont chiffrées à 3 481 milliards de pi<sup>3</sup> en 2003, soit 8 % de moins qu'en 2002. Environ 96 % des volumes d'exportations, c'est-à-dire 3 342 milliards de pi<sup>3</sup>, ont transité par neuf importants points. Les volumes moindres d'exportations sont attribuables à une production canadienne stable, à la hausse de la demande intérieure, à l'augmentation des importations américaines de GNL et à une demande américaine réduite.

À l'échelle régionale, les exportations vers l'Ouest américain se sont contractées de 16 %, les exportations vers le Midwest ont diminué de 3 %, tandis que celles qui étaient destinées au Nord-Est des États-Unis ont reculé de 8 %.

Les importations canadiennes de gaz naturel, dont la plupart transitent par le pipeline Vector à Courtright, ont crû de 42 %, volume qui s'ajoute à la hausse de 20 % enregistrée en 2002.

Sources: ONÉ, Statistique Canada, Sociétés pipelinères

**Tableau 11**  
**Ventes canadiennes totales de gaz**

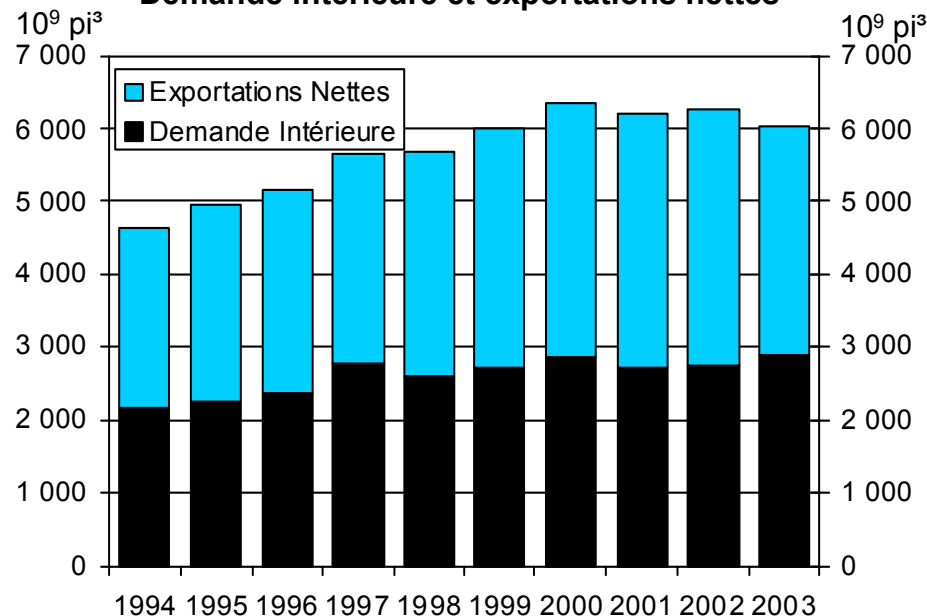
	2003 (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	2002 (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	Change- ment (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	Change- ment % 03 vs 02
Exportations brutes vers l'Ouest des É.-U.	866	1 031	-166	-16 %
Exportations brutes vers le Midwest des É.-U.	1 716	1 770	-54	-3 %
Exportations brutes vers le Nord-Est des É.-U.	899	979	-80	-8 %
Exportations brutes totales	3 481	3 780	-299	-8 %
Importations en provenance des É.-U.	371	260	111	43 %
<b>Exportations nettes</b>	<b>3 110</b>	<b>3 520</b>	<b>-410</b>	<b>-12 %</b>
Demande de l'Ouest du Canada	1 572	1 455	117	8 %
Demande de l'Est du Canada	1 342	1 280	62	5 %
<b>Demande canadienne totale</b>	<b>2 914</b>	<b>2 735</b>	<b>179</b>	<b>7 %</b>
Exportations nettes	3 110	3 520	-410	-12 %
Demande canadienne	2 914	2 735	179	7 %
<b>Ventes canadiennes totales de gaz</b>	<b>6 024</b>	<b>6 255</b>	<b>-231</b>	<b>-4 %</b>

**Sources :** ONÉ, Statistique Canada, estimation RNCan. **Nota :** Les exportations brutes correspondent aux flux de gaz entrant aux États-Unis à partir du Canada qui ont été considérées comme des exportations. Ces flux diffèrent du gaz transporté par le gazoduc Great Lakes aux États-Unis et qui revient sans interruption au Canada. Ce gaz n'est considéré ni comme une exportation ni comme une importation et est inclus dans le gaz canadien vendu sur le marché intérieur. Les exportations nettes correspondent aux exportations brutes moins les importations. Les ventes canadiennes totales de gaz égalent les exportations nettes plus la demande canadienne.

Les exportations canadiennes brutes de gaz naturel ont rétréci pour la première fois, soit de 8 %, en 2003. Les exportations nettes ont baissé de 12 %, comme les importations étaient en hausse de 42 % en regard de 2002. Les importations ont augmenté de plus de 100 % au cours des quatre dernières années.

La demande canadienne de gaz a crû de 7 % en 2003, ce qui a amorti l'effet d'exportations moindres sur les ventes totales de gaz canadien.

**Figure 34**  
**Demande intérieure et exportations nettes**



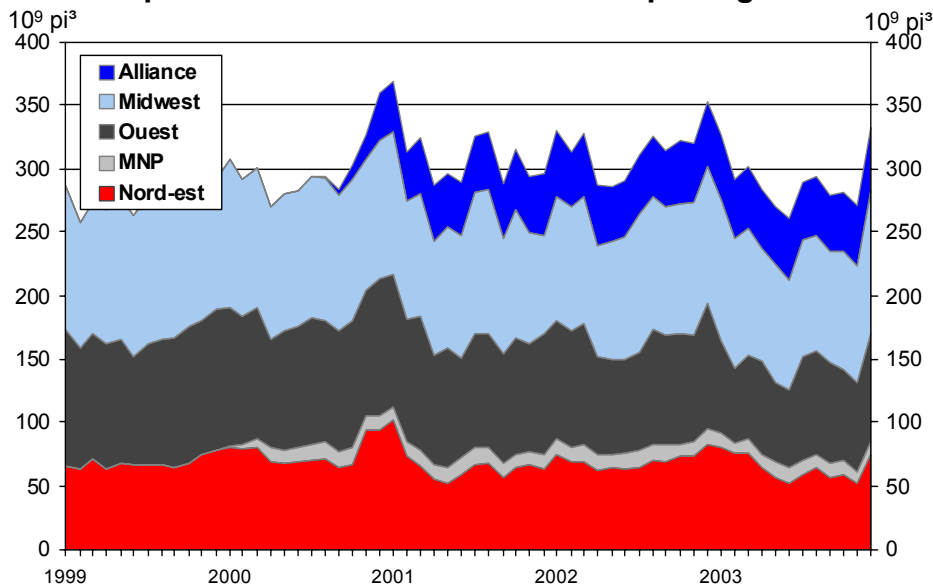
**Sources :** ONÉ, statistique Canada

Les exportations nettes ont diminué pour la deuxième année consécutive, soit de 410 milliards de pi<sup>3</sup> par rapport à 2002. Eu égard à la maturité des ressources fondamentales du Canada, le recul est peut-être le premier signe d'une tendance à long terme.

Malgré l'importante contraction des exportations en 2003, le Canada demeure un important exportateur de gaz naturel, les exportations ayant totalisé 58 % de l'ensemble des ventes de gaz canadien et 15 % de la consommation américaine.

**Figure 35**

**Exportations brutes aux États-Unis par région**



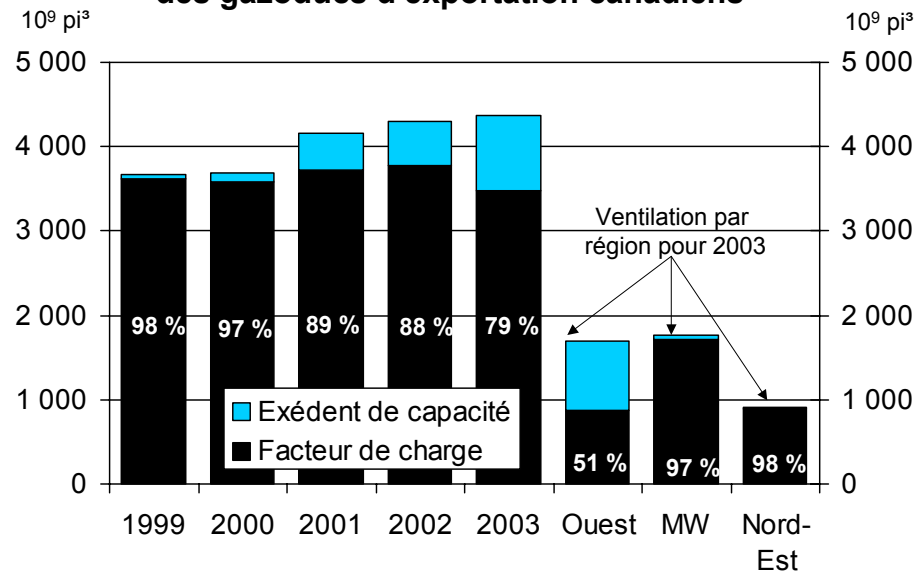
**Source :** ONÉ. **Nota :** Les exportations du Nord-Est comprennent les volumes acheminés par le gazoduc de MNP. Les exportations du Midwest comprennent les volumes acheminés par le gazoduc d'Alliance.

Les exportations brutes de gaz naturel vers les États-Unis ont diminué de 8 % cette année. En 2002, elles n'avaient augmenté que de 1 %, donnée de loin inférieure à la moyenne historique de 5 %. Eu égard à la maturation du BSOC, il sera singulièrement difficile d'égaliser le taux de croissance historique de 5 % des exportations.

En 2003, Alliance Pipeline a été à l'origine de 33 % des exportations à destination du Midwest américain. Dans la même optique, 17 % des exportations destinées au Nord-Est américain sont passées par le pipeline de Maritimes & Northeast Pipeline.

**Figure 36**

**Facteur de charge et excédent de capacité des gazoducs d'exportation canadiens**



**Sources:** ONÉ, GLJ

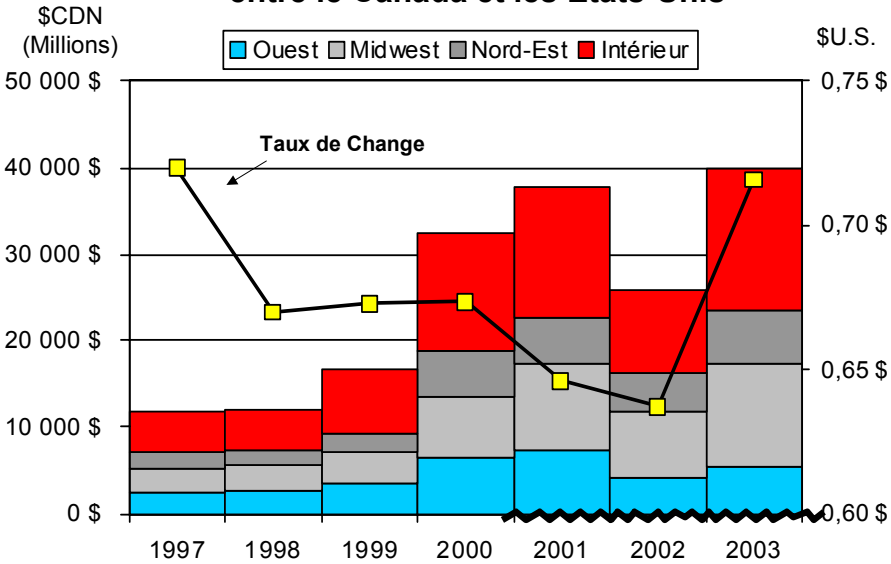
La figure 36 fait état des exportations nettes (facteur de charge) et de la capacité excédentaire des gazoducs au Canada de 2000 à 2003. Depuis 2000, la capacité excédentaire des gazoducs canadiens d'exportation progresse régulièrement. En 2003, elle était de 892 milliards de pi<sup>3</sup>, c'est-à-dire 13 milliards dans le Nord-Est, 43 milliards dans le Midwest, 837 milliards dans l'Ouest. En 2000, elle n'était plus que de 96 milliards, puis elle a été portée à 440 en 2001 et à 519 en 2002.

Six causes fondamentales expliquent l'importante diminution des exportations vers l'Ouest américain : 1) une demande canadienne élevée et une production canadienne stable; 2) des niveaux de stockage élevés en 2003; 3) une demande américaine moindre; 4) la hausse des importations américaines de GNL; 5) la production accrue dans la région des Rocheuses des États-Unis; 6) l'expansion du pipeline de Kern River, grâce à laquelle les volumes de gaz naturel acheminés en direction ouest depuis les Rocheuses américaines sont en hausse.



**Figure 37**

**Revenus d'exportations vs Taux de change entre le Canada et les États-Unis<sup>1</sup>**



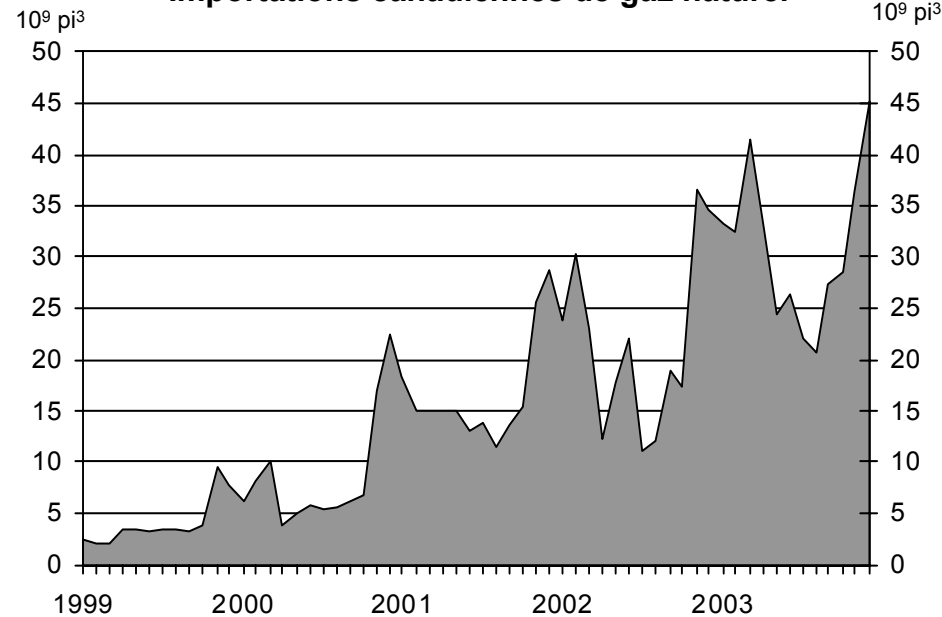
Sources: GLJ, ONÉ. Nota: (1) Dollars Américains nécessaires pour acheter un dollar Canadien.

Malgré la diminution du volume des exportations en 2003, la totalité des revenus tirés des exportations a atteint des niveaux records, soit 23 milliards de dollars canadiens, 44 % de plus qu'en 2002. De plus, les revenus intérieurs ont augmenté de 73 %, passant à 16,4 milliards de dollars canadiens.

La valeur du dollar canadien s'est établie à 0,72 \$US en moyenne en 2003. À mesure que le dollar canadien gagne en valeur contre le dollar américain, ce qui fut le cas en 2003, les exportateurs de gaz naturel voient fondre leurs revenus lorsqu'ils sont convertis en dollars canadiens. Si le taux de change de 2003 avait été égal à celui de l'année précédente, les revenus d'exportation auraient été de 26,34 plutôt que de 23,41 milliards de dollars canadiens. Par contre, la forte demande américaine de gaz naturel canadien et les cours élevés ont plus que compensé toute baisse des revenus des producteurs faisant suite à l'appréciation du dollar canadien.

**Figure 38**

**Importations canadiennes de gaz naturel**



Source: ONÉ

La figure 38 montre les importations canadiennes de gaz naturel de 1999 à 2003. Les importations canadiennes transitent principalement par Courtright, dans le Sud de l'Ontario. Les importations augmentent régulièrement ces dernières années du fait que le carrefour Dawn, situé à Chatham (Ontario), offre aux expéditeurs de gaz naturel de nombreux débouchés, les expéditeurs cherchent la liquidité et Dawn est desservi par de nombreuses voies de transport, y compris le pipeline Vector construit récemment, par lequel environ 700 millions de pi<sup>3</sup> par jour ont transité au point d'importation Courtright en 2003.

Les importations de gaz naturel étaient supérieures de 43 % en 2003 à ce qu'elles avaient été en 2002 et de 650 % au volume de 1999.

**Tableau 12**  
**Prix sur le marché intérieur et à l'exportation**

Prix à l'exportation à la frontière internationale						Prix américains	Marchés canadiens			
Année	Mois	Ouest	MW	N.-É.	Moyenne	NYMEX	AECO	AECO	Huntingdon	Westcoast St 2
		\$US/10 <sup>6</sup> BTU	\$US/10 <sup>6</sup> BTU	\$US/10 <sup>6</sup> BTU	\$US/10 <sup>6</sup> BTU		\$US/10 <sup>6</sup> BTU	\$CAN/GJ	\$US/10 <sup>6</sup> BTU	\$US/10 <sup>6</sup> BTU
<b>2002</b>		<b>2,72 \$</b>	<b>3,13 \$</b>	<b>3,49 \$</b>	<b>3,07 \$</b>	<b>3,22 \$</b>	<b>3,83 \$</b>	<b>2,57 \$</b>	<b>2,68 \$</b>	<b>2,56 \$</b>
<b>2003</b>	Janvier	4,33 \$	4,72 \$	5,38 \$	4,81 \$	4,99 \$	6,04 \$	4,13 \$	4,44 \$	4,16 \$
	Février	4,62 \$	5,39 \$	6,14 \$	5,38 \$	5,66 \$	6,71 \$	4,68 \$	4,76 \$	4,55 \$
	Mars	6,46 \$	7,95 \$	7,74 \$	7,38 \$	9,11 \$	8,45 \$	6,04 \$	7,32 \$	7,90 \$
	Avril	4,54 \$	5,04 \$	5,22 \$	4,94 \$	5,14 \$	7,20 \$	5,21 \$	4,29 \$	4,22 \$
	Mai	4,73 \$	5,04 \$	5,21 \$	4,99 \$	5,12 \$	6,48 \$	4,94 \$	4,58 \$	4,41 \$
	Juin	5,05 \$	5,53 \$	5,73 \$	5,44 \$	5,95 \$	6,63 \$	5,17 \$	4,87 \$	4,67 \$
	Juillet	4,77 \$	5,11 \$	5,42 \$	5,10 \$	5,30 \$	6,50 \$	4,96 \$	4,65 \$	4,45 \$
	Août	4,39 \$	4,60 \$	4,90 \$	4,63 \$	4,69 \$	5,58 \$	4,22 \$	3,93 \$	3,73 \$
	Septembre	4,53 \$	4,65 \$	4,97 \$	4,72 \$	4,93 \$	5,77 \$	4,46 \$	4,36 \$	4,17 \$
	Octobre	4,22 \$	4,39 \$	4,70 \$	4,44 \$	4,44 \$	5,47 \$	4,37 \$	4,14 \$	3,94 \$
	Novembre	4,24 \$	4,25 \$	4,75 \$	4,41 \$	4,45 \$	5,59 \$	4,49 \$	4,08 \$	3,87 \$
	Décembre	4,51 \$	4,94 \$	5,39 \$	4,95 \$	4,86 \$	5,32 \$	4,28 \$	4,50 \$	4,29 \$
<b>2004</b>	Janvier	5,21 \$	5,82 \$	6,71 \$	5,91 \$	6,15 \$	6,58 \$	5,36 \$	5,20 \$	4,99 \$
	Février	4,95 \$	5,47 \$	6,14 \$	5,52 \$	5,77 \$	6,70 \$	5,32 \$	5,20 \$	4,99 \$
	Mars	4,12 \$	4,40 \$	4,74 \$	4,42 \$	5,15 \$	5,93 \$	4,71 \$	4,42 \$	4,21 \$
<b>2004</b>	<b>Moyenne (MT<sup>1</sup>)</b>	<b>4,76 \$</b>	<b>5,23 \$</b>	<b>5,86 \$</b>	<b>5,28 \$</b>	<b>5,69 \$</b>	<b>6,40 \$</b>	<b>5,13 \$</b>	<b>4,94 \$</b>	<b>4,73 \$</b>
<b>2003</b>	<b>Moyenne (MT)</b>	<b>5,14 \$</b>	<b>6,02 \$</b>	<b>6,42 \$</b>	<b>5,86 \$</b>	<b>6,59 \$</b>	<b>7,07 \$</b>	<b>4,95 \$</b>	<b>5,51 \$</b>	<b>5,54 \$</b>
<b>2003</b>	<b>Moyenne</b>	<b>4,70 \$</b>	<b>5,13 \$</b>	<b>5,46 \$</b>	<b>5,10 \$</b>	<b>5,39 \$</b>	<b>6,31 \$</b>	<b>4,75 \$</b>	<b>4,66 \$</b>	<b>4,53 \$</b>
<b>2002/03</b>	<b>Changement %<sup>2</sup></b>	<b>73 %</b>	<b>64 %</b>	<b>57 %</b>	<b>66 %</b>	<b>67 %</b>	<b>65 %</b>	<b>85 %</b>	<b>74 %</b>	<b>77 %</b>
<b>2003/04</b>	<b>Changement %<sup>3</sup></b>	<b>-7 %</b>	<b>-13 %</b>	<b>-9 %</b>	<b>-10 %</b>	<b>-14 %</b>	<b>-9 %</b>	<b>4 %</b>	<b>-10 %</b>	<b>-15 %</b>

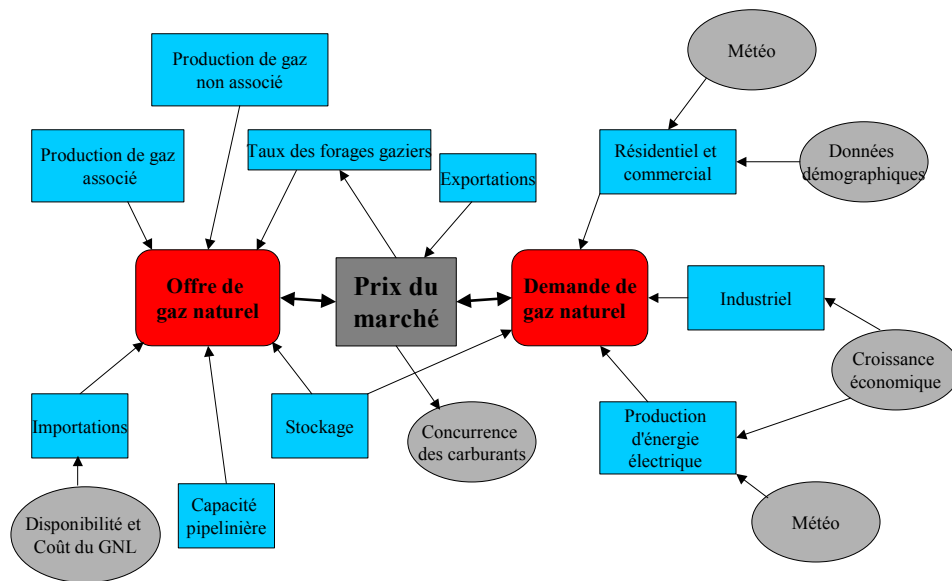
**Sources:** GLJ, ONÉ, estimations de RNCan **Nota:** <sup>1</sup> Moyenne Trimestrielle <sup>2</sup> Pourcentage annuel de variation des prix entre 2002 et 2003. <sup>3</sup> Pourcentage de variation des prix entre 2003 et 2004 pour les trois premiers mois de l'année (janvier à mars).

Les cours du gaz naturel ont atteint des niveaux records partout en Amérique du Nord en 2003. Le prix AECO s'est établi en moyenne à 6,31 \$CAN/GJ et a varié de 5,32 à 8,45 \$CAN. Les prix au comptant AECO étaient en hausse de 65 % en 2003. Au cours de l'année, les prix à l'exportation à la frontière internationale et les prix intérieurs canadiens ont suivi de près le cours de la NYMEX. En 2003, les cours du gaz naturel sur le marché de l'exportation se sont établis en moyenne à 5,10 \$US/million de BTU, une hausse de 66 % en comparaison de 2002. Les prix au comptant AECO ont progressé au même rythme que les prix à la frontière internationale, tandis que le cours de la NYMEX et les cours Westcoast St-2 et Huntingdon ont augmenté en moyenne de 75 %. La moyenne des prix au comptant AECO a été de 6,40 \$CAN/GJ au premier trimestre de 2004, tandis que les cours de la NYMEX se sont chiffrés en moyenne à 5,69 \$US/million de BTU pendant la même période.

## ***Perspectives à court terme***

**Figure 39**

**Facteurs déterminants du prix du gaz naturel**



Source: RNCan

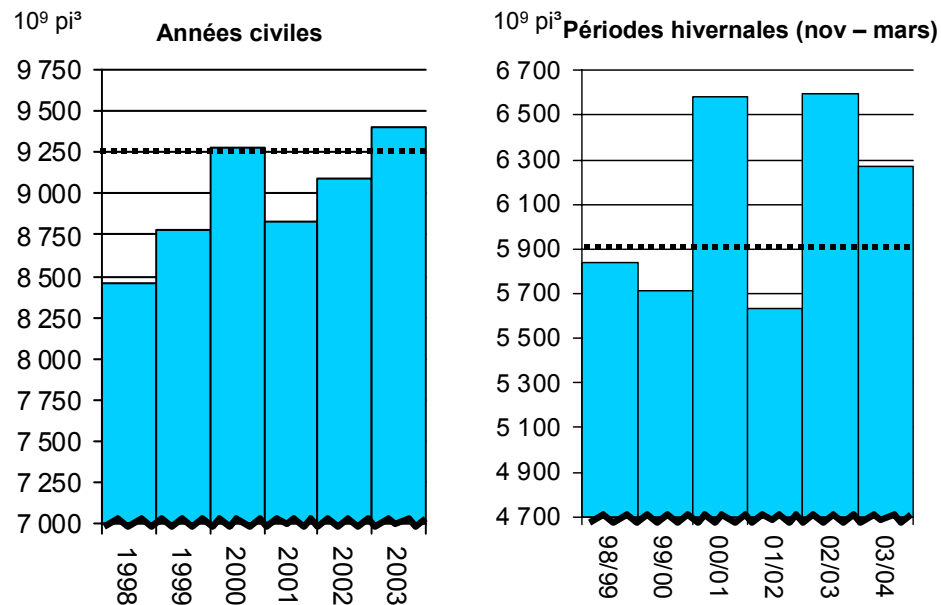
Les éléments fondamentaux de l'offre et de la demande déterminent les prix du gaz naturel. Au chapitre de la demande, les cours sont influencés principalement par le climat, l'expansion économique et la concurrence des carburants. Pour ce qui est de l'offre, ce sont la production, les taux de forage, le stockage et la capacité des gazoducs d'exportation qui jouent.

À court terme (c.-à-d. jusqu'à la fin de l'hiver 2004-2005), on s'attend à ce que les prix du gaz naturel subissent l'effet du climat, des niveaux de stockage, de la croissance de la production, des cours mondiaux du pétrole brut.

La présente section compare l'état des facteurs déterminants en 2003 et au début de 2004 à leurs niveaux normaux ou aux conditions extrêmes connues dans le passé. Cela donnera un aperçu des tendances à court terme du marché.

**Figure 40**

**Demande du marché en Amérique du Nord**

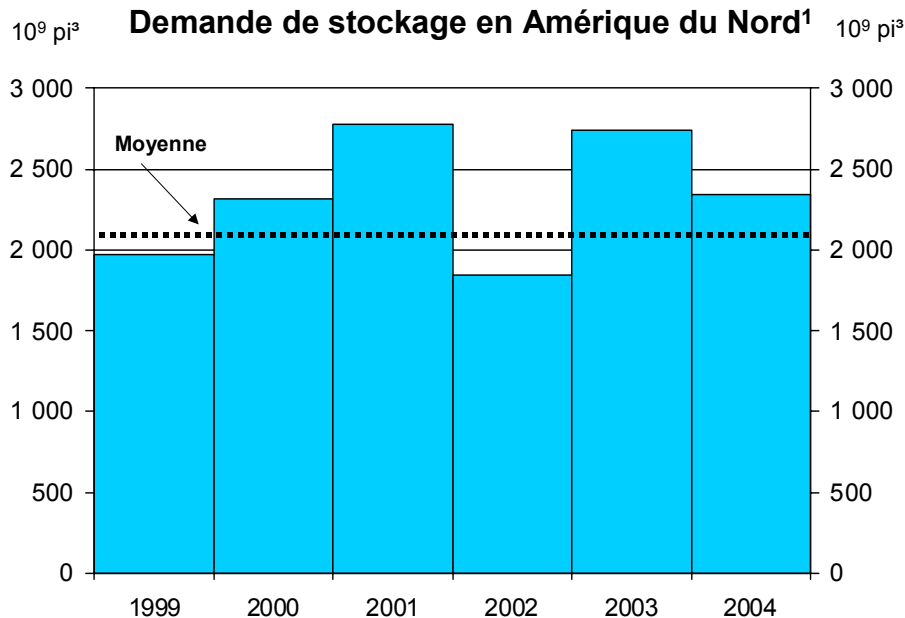


Sources: EIA, Statistique Canada, estimations de Statistique Canada.

La demande normale du marché captif de l'Amérique du Nord est de l'ordre de 9 250 milliards de pi<sup>3</sup>, tandis que la demande normale du même marché au cours de l'hiver est de quelque 5 900 milliards de pi<sup>3</sup> (représentée par des traits discontinus). Environ 65 % de la demande totale de gaz naturel du marché captif nord-américain au cours d'une année donnée est concentré dans la saison de chauffage (de novembre à mars).

Depuis 1998, exception faite de 2000 et 2003, les températures enregistrées en Amérique du Nord au cours de l'année civile se sont situées à la normale ou au-dessus de la normale. En 2003, la demande du marché captif nord-américain a augmenté de 3 %, surtout à cause d'une fin d'hiver (de janvier à mars) exceptionnellement froide. Le temps froid a fait que la demande du marché captif a été supérieure d'environ 550 milliards de pi<sup>3</sup> à ce qu'elle avait été en 2002. Si ce n'avait été du temps froid, la demande du marché captif pour l'ensemble de l'année civile 2003 aurait été inférieure aux niveaux enregistrés en 2002.

**Figure 41**



**Sources :** EIA, Enerdata **Nota :** À compter du 1<sup>er</sup> avril de chaque année, volume nécessaire d'injection de gaz naturel en Amérique du Nord pour atteindre 3,5 10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup> de gaz naturel en stock au 1<sup>er</sup> novembre.

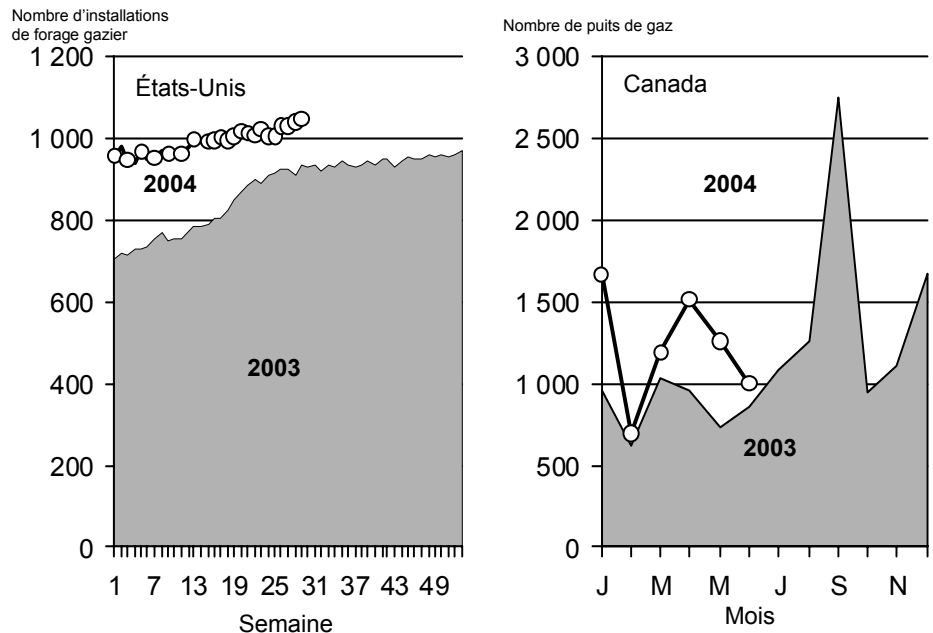
Le 1<sup>er</sup> avril 2004, il était nécessaire de procéder à des injections d'environ 2 338 milliards de pi<sup>3</sup> pour porter les niveaux de stockage à 3,5 billions de pi<sup>3</sup> le 1<sup>er</sup> novembre 2004, en prévision de la saison de chauffage imminente. La situation avait été contraire en 2003, année où il avait fallu des injections de 2 750 milliards de pi<sup>3</sup> le 1<sup>er</sup> avril.

À la suite d'un hiver moins froid que la normale en 2003-2004, les niveaux de stockage nord-américains de gaz naturel étaient relativement élevés au début de l'été, saison de consommation de gaz naturel aux fins de la climatisation. Au cours de l'été 2003, les injections de stockage ont été sensiblement supérieures à la normale en raison des températures inférieures à la moyenne. Le 1<sup>er</sup> septembre 2004, seules des injections de 310 milliards de pi<sup>3</sup> étaient nécessaires, 56 % de moins qu'à pareille date l'année précédente, pour porter les niveaux de stockage à 3,5 billions de pi<sup>3</sup> le 1<sup>er</sup> novembre.

Gaz naturel canadien : Revue de 2003 et perspectives à 2020

**Figure 42**

**Tendances des forages gaziers au Canada et aux États-Unis**



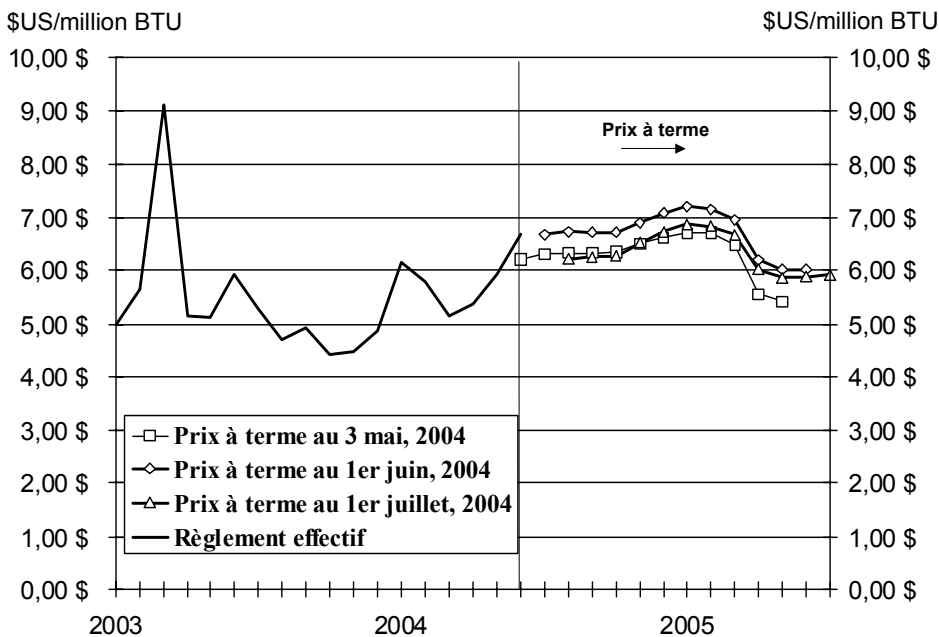
**Sources :** Baker Hughes, Daily Oil Bulletin

Au chapitre de l'offre, l'activité américaine et canadienne de forage gazier de 2004 est supérieure à ce qu'elle avait été l'année précédente. Au cours des 29 premières semaines de l'année, le nombre d'installations américaines de forage gazier a dépassé d'environ 22 % la donnée correspondante de 2003, la moyenne hebdomadaire ayant été de 991. De façon comparable, au cours du premier semestre de 2004, le nombre de forages gaziers au Canada (7 330) a dépassé de quelque 43 % les niveaux de 2003.

Une importante activité de forage est normalement considérée comme étant de bon augure pour la production de gaz bien que les résultats ne se manifestent normalement que l'année suivante. Les cours élevés du gaz en 2004, comparables à ceux de 2003, continueront vraisemblablement à occasionner des niveaux élevés de forage en Amérique du Nord au cours de l'année. Nombre d'analystes s'accordent à dire que le nombre de puits forés au Canada en 2004 dépassera le record de 13 932 établi en 2003. 43

Figure 43

Prix à terme de gaz naturel de la NYMEX Henry Hub



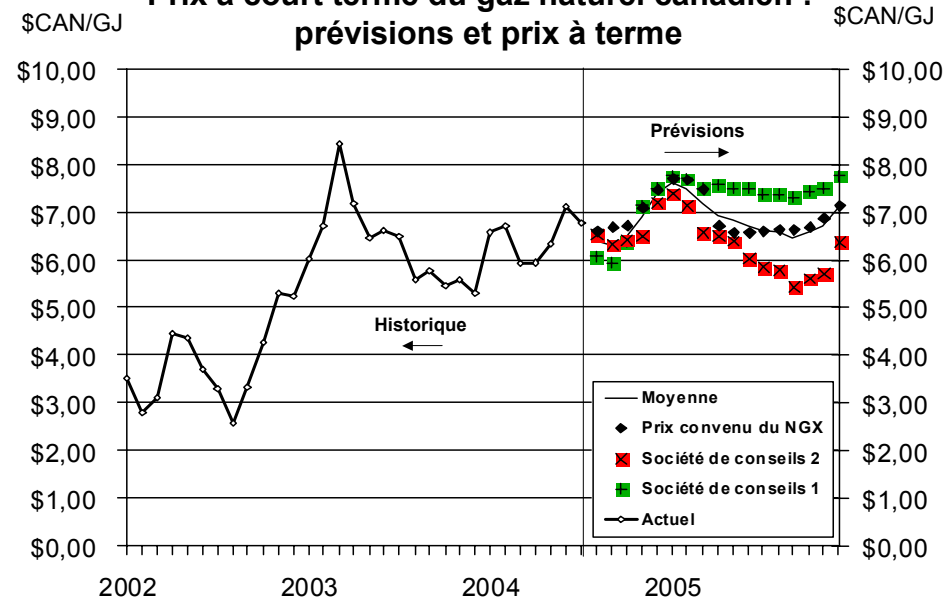
Source: GLJ

Les contrats à terme de gaz naturel de la NYMEX s'étendent sur 36 mois. À titre d'exemple, celui de janvier 2005 est négocié depuis décembre 2002, et sa négociation cessera le 29 décembre 2004. La négociation du contrat en détermine le cours de clôture (de règlement) quotidien. Les cours de règlement correspondent aux prix d'achat et de vente que le marché du gaz naturel acceptera en janvier 2005, compte tenu des renseignements en main. Ainsi, le prix de règlement moyen de janvier 2005 – en posant les trois dates de règlement différentes présentées ci-dessus – est de 6,62 \$US/million de BTU.

Les trois courbes prospectives donnent à entendre que les cours du gaz naturel se situeront dans la fourchette de 5,40 à 7,20 \$US/million de BTU de juin 2004 à juillet 2005.

Figure 44

Prix à court terme du gaz naturel canadien : prévisions et prix à terme



Source: GLJ, NGX et consultants divers. Nota: Des prix AECO réels provenant du cabinet GLJ.

La figure 44 compare deux prévisions de prix canadiens du gaz naturel jusqu'à la fin de 2005. Elle fait état également du cours des contrats à terme négociés au Natural Gas Exchange (NGX), le 27 juillet 2004. Les cours et les prévisions de prix des contrats à terme sont souvent comparables.

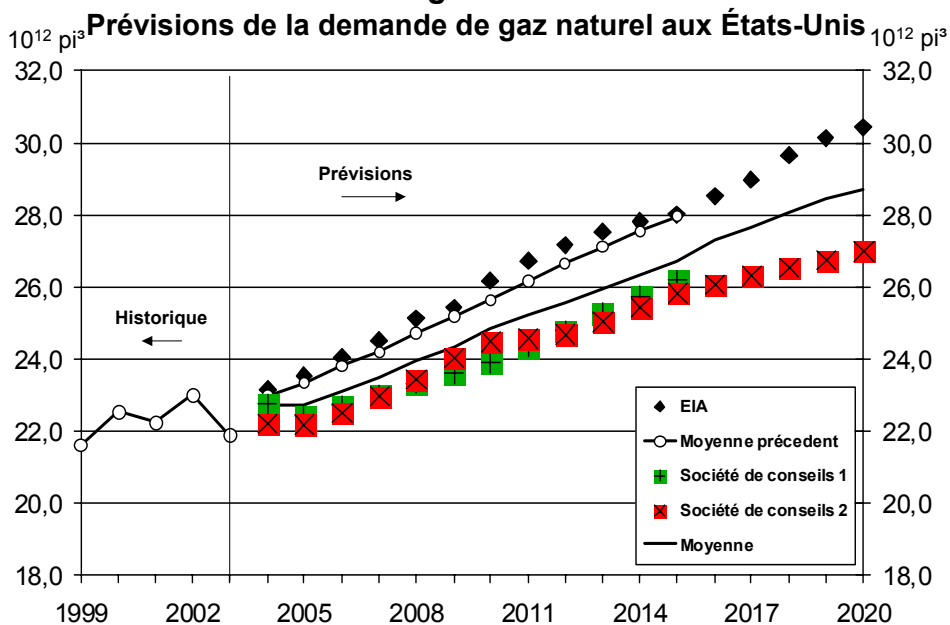
Selon les deux prévisionnistes pressentis (en juin et juillet 2004 respectivement) et en posant des conditions météorologiques normales à l'hiver, les prix sont censés s'établir en moyenne à 7,25 \$CAN/GJ entre novembre 2004 et mars 2005. Le cours moyen prévu de 2005 est de 6,90 \$CAN/GJ.

À titre comparatif, le prix de règlement moyen du gaz naturel, le 27 juillet 2004, en prévision de l'hiver, était de 7,50 \$CAN/GJ. Le prix de règlement moyen de 2005 était de 7 \$CAN/GJ.

## ***Perspectives jusqu'en 2020***

Demande de gaz naturel

**Figure 45**



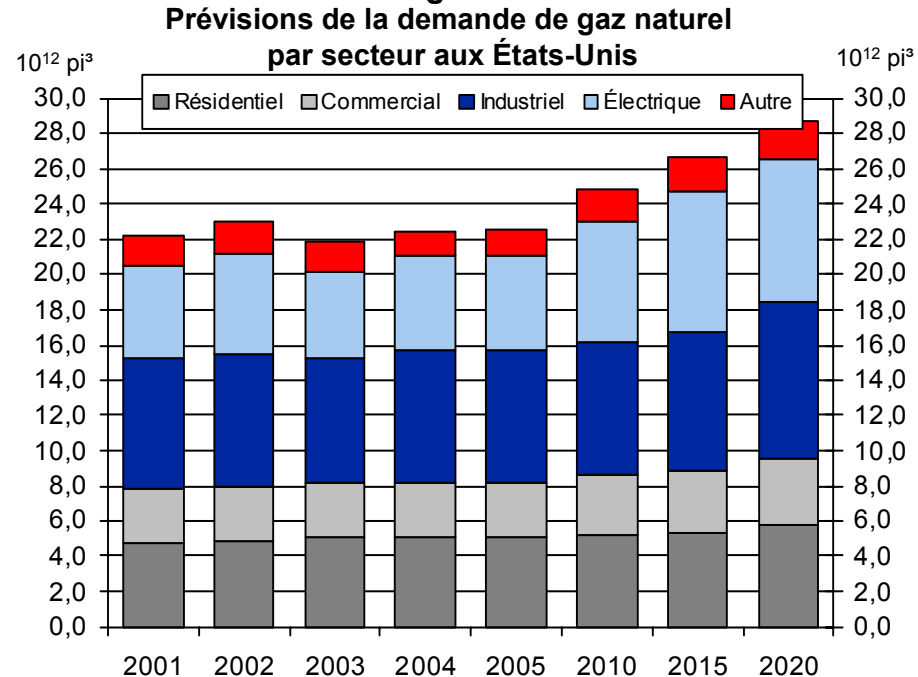
**Sources:** EIA et consultants divers. **Nota:** Données historiques de l'EIA.

La figure 45 illustre trois prévisions de la demande américaine de gaz naturel, leur moyenne, aussi bien que la moyenne de l'année écoulée.

La moyenne des prévisions fixe la demande américaine de gaz à 26,7 milliards de pi³ en 2015 et 28,7 milliards en 2020. Cela représente une croissance moyenne d'environ 1,5 % par an.

La moyenne des prévisions de l'année précédente établissait la demande américaine de gaz à 28 milliards de pi³ en 2015, ce qui est supérieur de plus de 1 milliard aux prévisions actuelles concernant la même année. Ainsi, les prévisions moyennes actuelles de la demande américaine ont été révisées à la baisse, surtout à cause d'attentes moindres relatives à la production de gaz naturel et à des cours sensiblement accrus.

**Figure 46**



**Sources:** EIA et consultants divers. **Nota:** Données historiques de l'EIA.

La figure 46 présente la demande américaine future moyenne ou « consensuelle » de gaz naturel par secteur.

La moyenne des prévisions fixe la demande américaine à plus de 28 milliards de pi³ en 2020. Cela représente une progression de plus de 6 milliards de pi³, ou 28 %, en regard de la demande américaine de 2003.

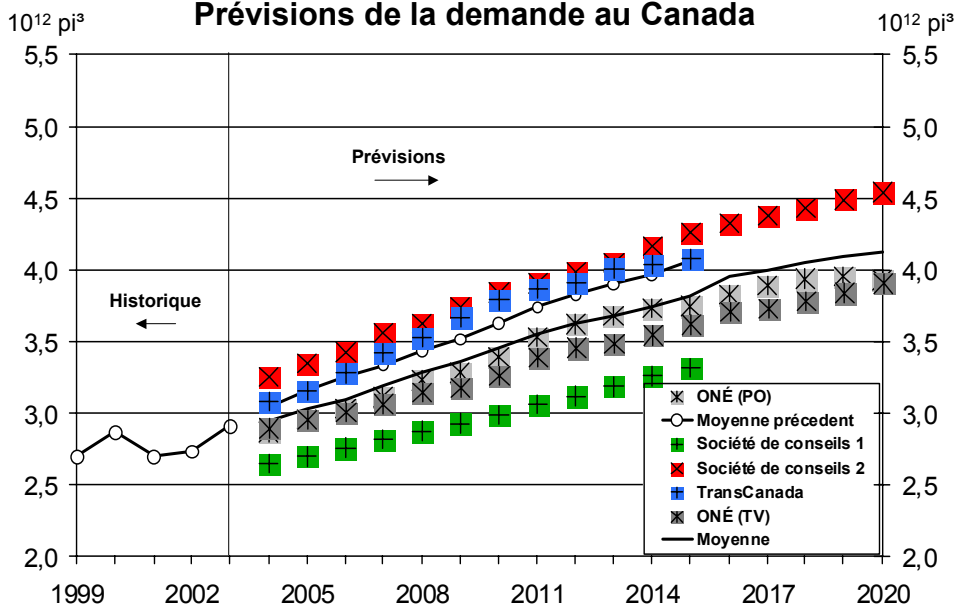
Selon les prévisions, la demande américaine de gaz naturel des secteurs résidentiel et commercial demeurera relativement stable et n'augmentera qu'au taux annuel moyen d'environ 1 %. Selon le point de vue « consensuel », la demande du marché captif interviendra pour le quart environ de la croissance de la demande totale.

La plus grande part de la croissance de la demande américaine est censée être attribuable aux secteurs de la transformation industrielle et de la production d'électricité, qui donneront lieu respectivement à des hausses de quelque 1,1 % et 2,5 % par an.



**Figure 47**

**Prévisions de la demande au Canada**



Sources: ONÉ, TransCanada et consultant divers. Nota: Données historiques de Statistique Canada.

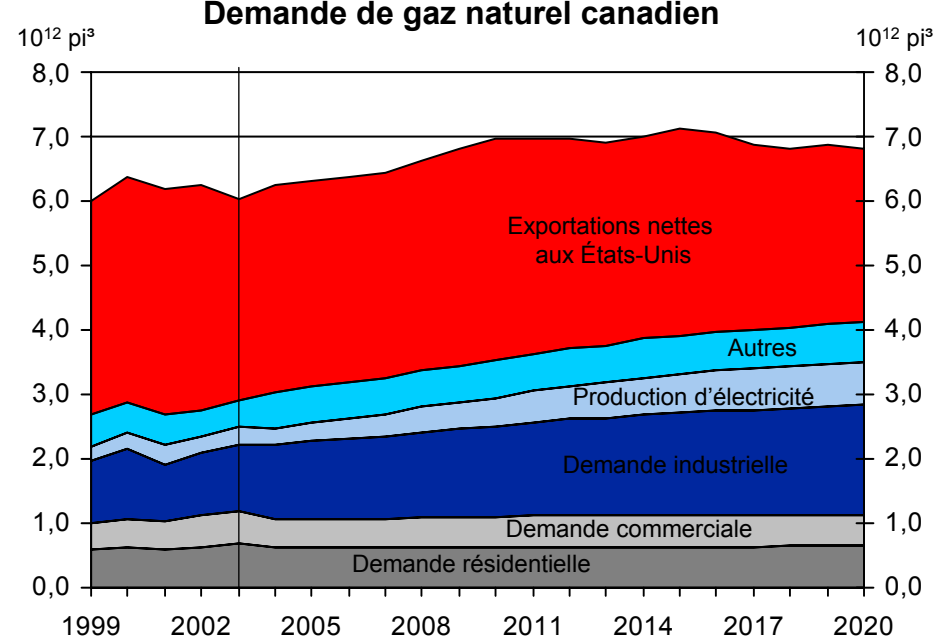
La figure 47 présente cinq prévisions de la demande canadienne de gaz, leur moyenne, aussi bien que la moyenne de l'année précédente.

La moyenne des prévisions fixe la demande canadienne de gaz à environ 4,1 billions de  $\text{pi}^3$  en 2020, ce qui représente une croissance annuelle de quelque 2,1 % par an au cours de la période prévisionnelle totale.

La moyenne des prévisions de l'année précédente de la demande canadienne de gaz était de près de 4,1 billions de  $\text{pi}^3$  en 2015, ce qui est identique à la prévision actuelle concernant 2020. Ainsi, les prévisions moyennes actuelles de la demande canadienne ont été révisées à la baisse.

**Figure 48**

**Demande de gaz naturel canadien**



Sources: ONÉ, TransCanada et consultants divers. Nota: (1) Moyenne ou interprétation « consensuelle » des prévisions de divers organismes. (2) Données historiques de Statistique Canada et ONÉ.

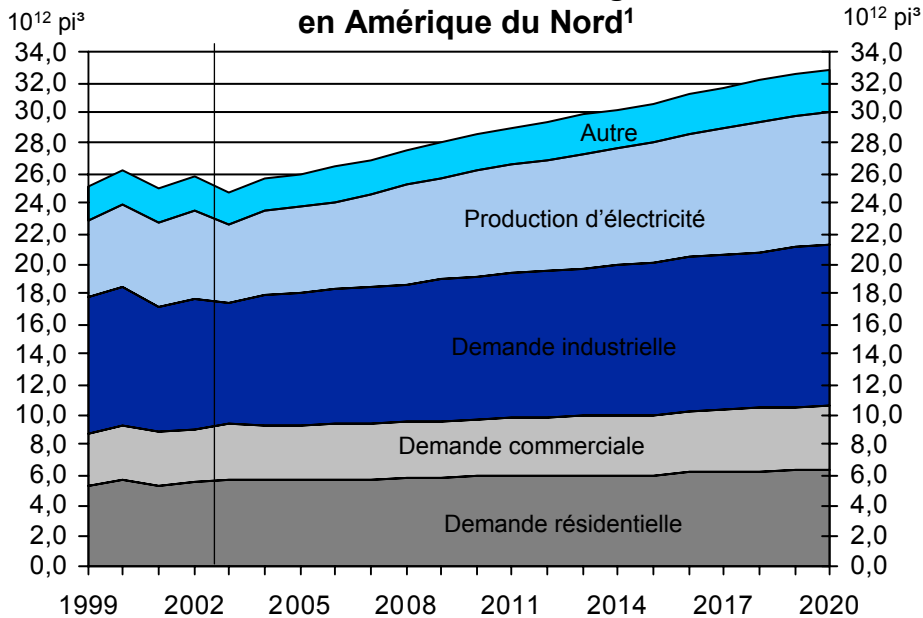
La figure 48 illustre une perspective moyenne ou « consensuelle » de la demande de gaz naturel canadien.

La demande intérieure totale est censée se chiffrer à environ 3 billions de  $\text{pi}^3$  en 2005, 3,5 en 2010, 3,8 en 2015, 4,1 en 2020. En toute vraisemblance, la hausse sera principalement le fait de l'expansion du secteur industriel, à fort coefficient énergétique, de l'Alberta.

Selon la perspective « consensuelle » de la demande et de la production canadiennes de gaz naturel, les exportations vers les États-Unis ne sont pas censées augmenter sensiblement au cours de la période prévisionnelle et se situeront dans la fourchette de 2,7 à 3,5 billions de  $\text{pi}^3$ .

La demande totale de gaz canadien s'établira vraisemblablement à 6,8 billions de  $\text{pi}^3$  en 2020, ce qui est 13 % de plus que la demande réelle de 2003.

**Figure 49**  
**Croissance de la demande de gaz naturel**  
**en Amérique du Nord<sup>1</sup>**



Sources: EIA, ONÉ, TransCanada et consultants divers. Nota: (1) Moyenne ou interprétation « consensuelle » des prévisions de divers organismes (2) Données historiques de l'EIA et Statistique Canada.

La figure 49 illustre une perspective moyenne ou « consensuelle » de la demande nord-américaine future de gaz. La somme des prévisions moyennes de la demande américaine et canadienne de gaz débouche sur une prévision « consensuelle » de la demande de gaz d'environ 33 milliards de pi<sup>3</sup> en 2020. Comme le montre la figure, une part importante de la croissance s'expliquera par la demande accrue dans le secteur industriel et celui de la production d'électricité.

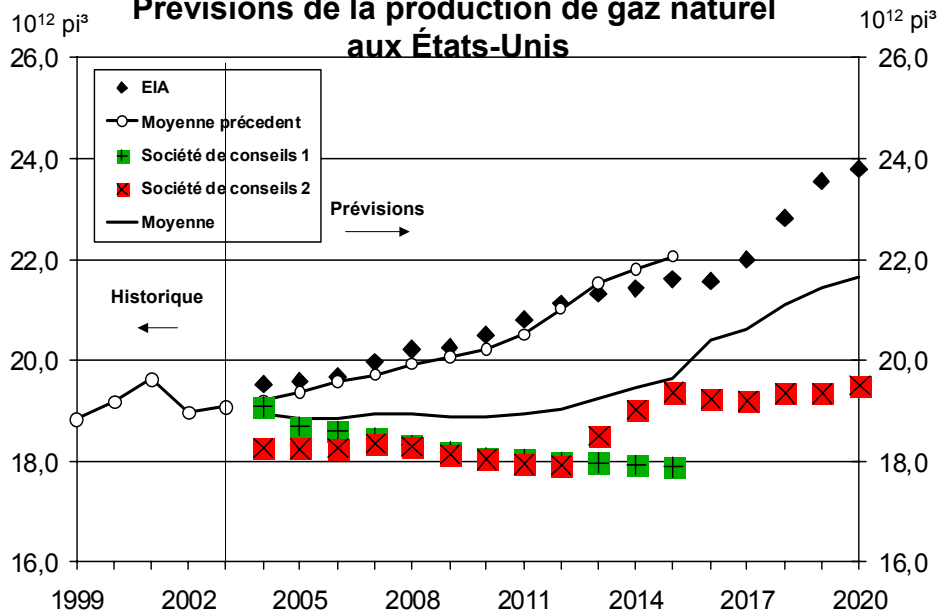
Comme la demande réelle de gaz était de 24,8 milliards de pi<sup>3</sup> en 2003, la prévision signifie que l'offre nord-américaine devra grimper de 8,2 milliards de pi<sup>3</sup> d'ici à 2020.

# ***Perspectives jusqu'en 2020***

Offre de gaz naturel

Figure 50

Prévisions de la production de gaz naturel aux États-Unis



Sources: EIA et consultants divers. Nota: Données historiques de l'EIA.

La figure 50 fait état de trois prévisions de la production américaine de gaz. La moyenne porte la production américaine à 21,7 billions de pi<sup>3</sup> en 2020, ce qui représente une croissance annuelle de 0,8 % au cours de la période prévisionnelle.

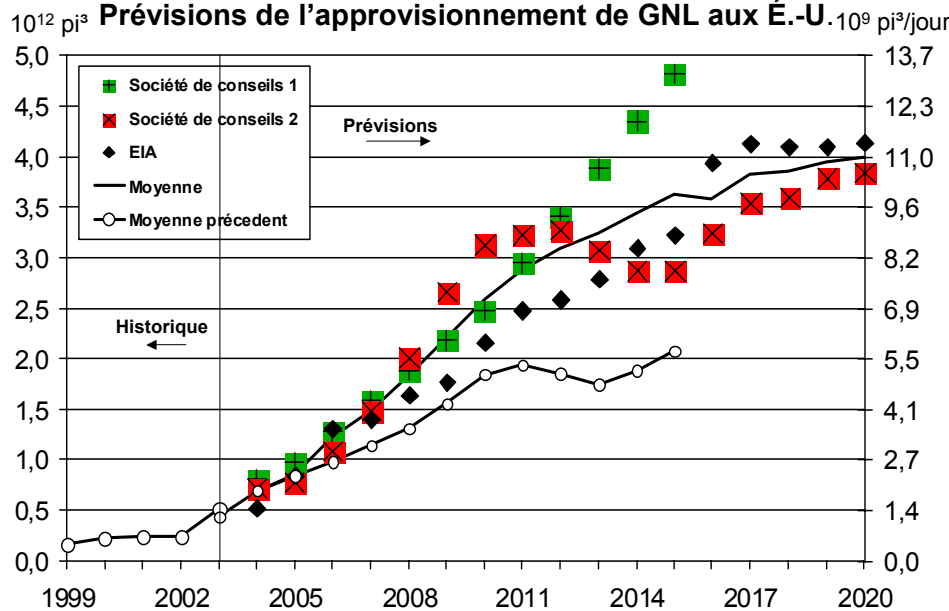
La moyenne des prévisions de l'année précédente situait la production américaine de gaz à 22 billions de pi<sup>3</sup> en 2015, ce qui dépasse les prévisions actuelles de 2020.

La production américaine future de gaz est loin de faire l'unanimité. Certaines prévisions prennent en compte le gaz du Nord à un moment particulier de la période prévisionnelle.

La fourchette des prévisions laisse entendre que certains observateurs de l'industrie sont incertains de l'offre américaine.

Figure 51

Prévisions de l'approvisionnement de GNL aux É.-U. · 10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>/jour



Sources: EIA et consultants divers. Nota: Données historiques de l'EIA.

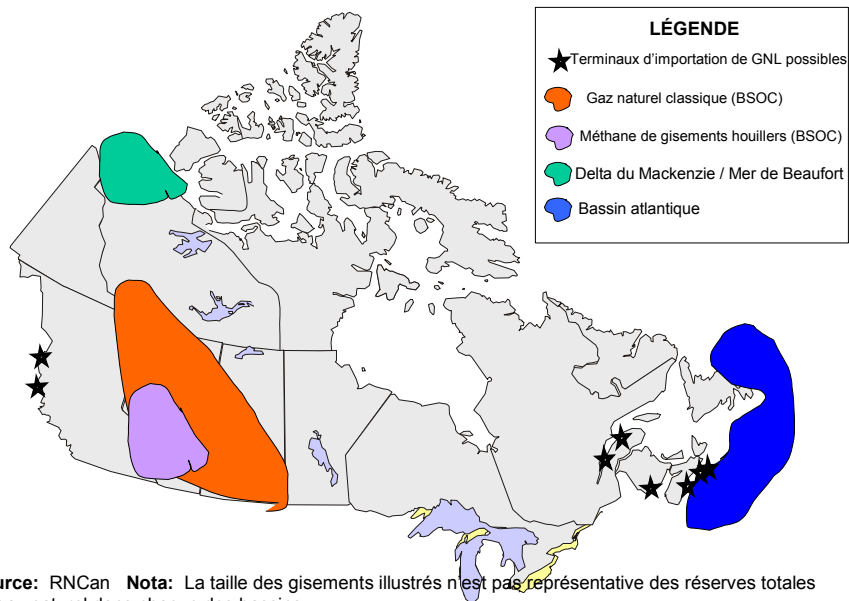
La figure 51 propose trois prévisions de l'offre de GNL, leur moyenne et la moyenne de l'année précédente. La moyenne des trois prévisions indique que les importations de GNL passeront à 3,6 billions de pi<sup>3</sup> en 2015, ce qui est supérieur de près de 600 % aux importations américaines réelles de 2003.

La moyenne des diverses prévisions fixe les importations américaines de GNL aux environs de 4 billions de pi<sup>3</sup> en 2020, si bien qu'elles représenteront quelque 12 % de l'offre nord-américaine totale de gaz naturel.

La prévision moyenne du rapport de l'an dernier situait l'offre américaine de GNL à 2,1 billions de pi<sup>3</sup> en 2015, ce qui est sensiblement inférieur aux prévisions actuelles de 3,6 billions pour la même année. Les prévisions révisées à la hausse sont attribuables à des inquiétudes grandissantes concernant la production nord-américaine de gaz naturel.

Carte 7

### Autres sources de gaz naturel possibles au Canada



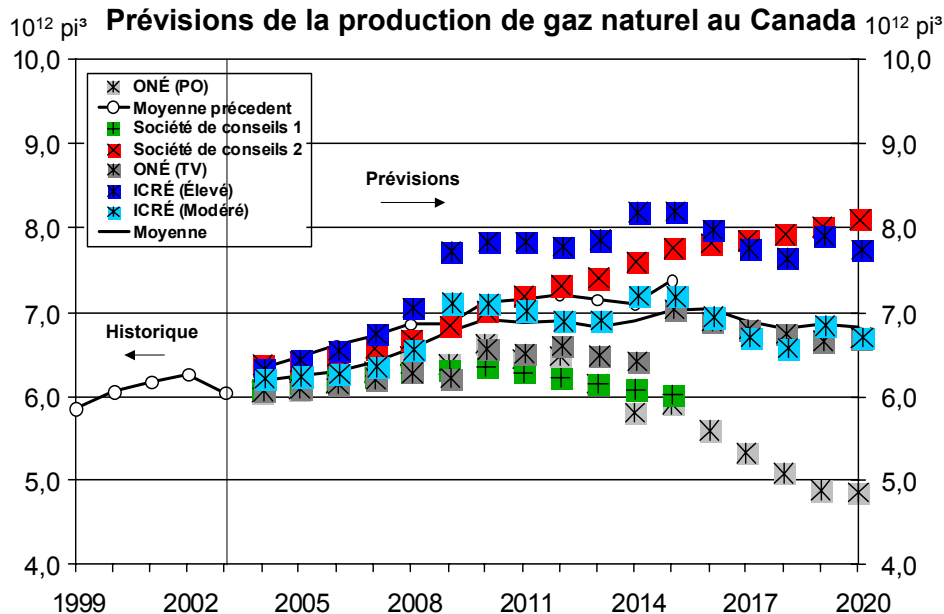
Source: RNCan Nota: La taille des gisements illustrés n'est pas représentative des réserves totales de gaz naturel dans chacun des bassins.

L'offre canadienne de gaz classique a été le « moteur de la croissance » du marché nord-américain du gaz naturel dans les années 1990. Toutefois, les gisements et les zones productrices de gaz classique du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) parviennent à maturité, et il est nécessaire désormais de maintenir des taux de forage élevés afin de simplement sauvegarder les niveaux de production actuels.

Parmi les éventuelles sources de gaz naturel dont pourrait se prévaloir le Canada en plus du BSOC et de l'île de Sable figurent (i) le gaz de source intérieure provenant de la Côte est (p. ex. projet Deep Panuke et Terre-Neuve) et du delta du Mackenzie; (ii) le méthane de gisements houillers non classique provenant du BSOC; (iii) les importations de gaz naturel liquéfié (GNL). Selon les prévisions, aucun volume important de gaz ne pourra vraisemblablement être tiré des sources supplémentaires précitées avant 2007.

Gaz naturel canadien : Revue de 2003 et perspectives à 2020

Figure 52



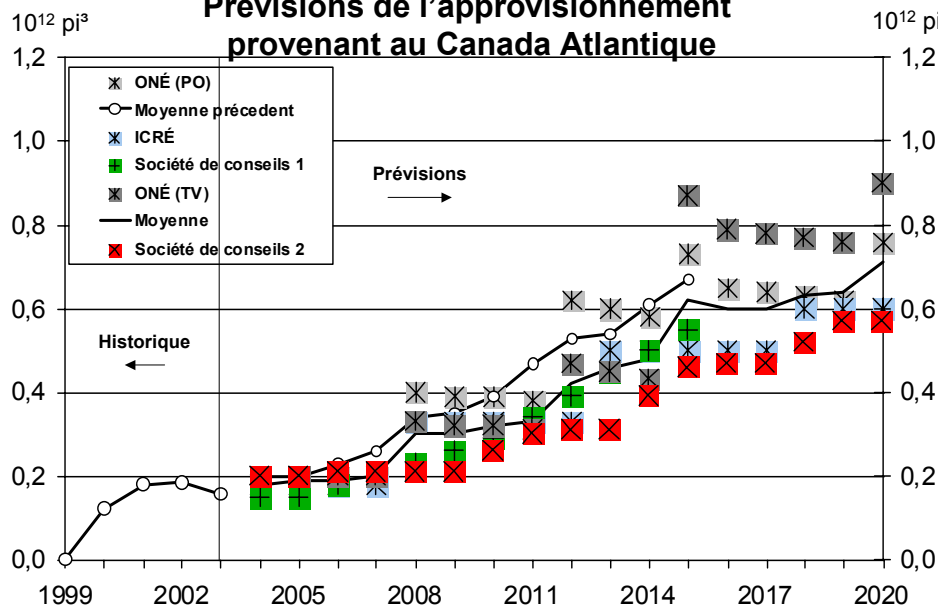
urces: ONÉ, ICRÉ et consultants divers. Nota: Données historiques de Statistique Canada.

La figure 52 illustre six prévisions de la production canadienne de gaz. Celle-ci est composée de gaz naturel classique et non classique provenant de l'Ouest canadien; de gaz naturel du Canada atlantique; de gaz naturel du delta du Mackenzie. Selon la moyenne des prévisions, la production canadienne atteindrait 6,8 billions de pi³ en 2020, ce qui correspond à une croissance annuelle moyenne de 0,6 %.

La moyenne des prévisions de l'année précédente établissait la production canadienne de gaz naturel aux environs de 7,4 billions de pi³ en 2015, ce qui est supérieur d'environ 8 % aux prévisions actuelles pour la même année.

Les prévisions révisées à la baisse peuvent être mises sur le compte de la maturation du BSOC, aussi bien que de l'incertitude concernant les réserves et l'offre de gaz naturel au Canada atlantique.

**Figure 53**  
**Prévisions de l'approvisionnement**  
**provenant au Canada Atlantique**

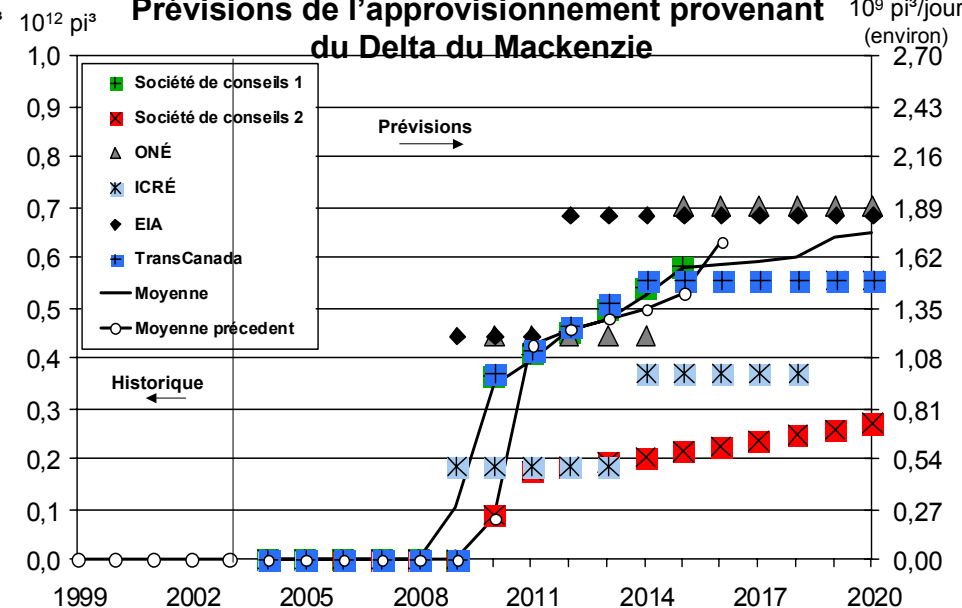


Sources: ONÉ, ICRÉ et consultants divers. Nota: Données historiques de l'OCNÉHE.

La figure 53 propose cinq prévisions de l'offre de gaz naturel au Canada atlantique, la moyenne des prévisions et la moyenne de l'année précédente. Aux fins de la figure, le Canada atlantique englobe l'île de Sable et les environs, le projet Deep Panuke, la zone extracôtière profonde de la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve. Les prévisions ne tiennent pas compte du gaz naturel qui proviendrait du bassin Laurentien ou de l'Île-du-Prince-Édouard.

La moyenne des prévisions fixe l'offre du plateau néo-écossais aux environs de 0,7 billion de  $\text{pi}^3$  en 2020, donnée identique à la prévision de l'année précédente se rapportant à 2015.

**Figure 54**  
**Prévisions de l'approvisionnement provenant**  
**du Delta du Mackenzie**



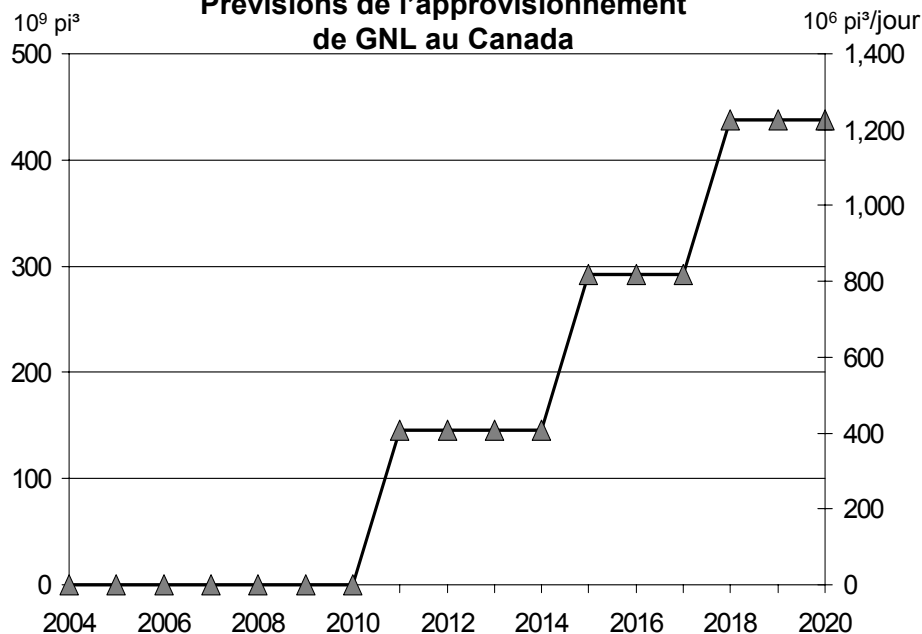
Sources: ONÉ, EIA, TransCanada, ICRÉ et consultants divers.

La figure 54 énumère six prévisions de l'offre de gaz du delta du MacKenzie, en donne la moyenne et la moyenne de l'année précédente.

Selon les prévisions retenues, la production du delta du MacKenzie débuterait au plus tôt en 2009. La moyenne des prévisions fixe l'offre aux environs de 0,64 billion de  $\text{pi}^3$ , soit 1,8 milliard de  $\text{pi}^3$  par jour en 2020.

La moyenne des prévisions de l'année précédente chiffrait la production de gaz naturel du delta du Mackenzie à quelque 0,62 billion de  $\text{pi}^3$ , soit 1,7 milliard de  $\text{pi}^3$  par jour, en 2015, un peu moins que les prévisions actuelles de 2020.

**Figure 55**  
Prévisions de l'approvisionnement  
de GNL au Canada



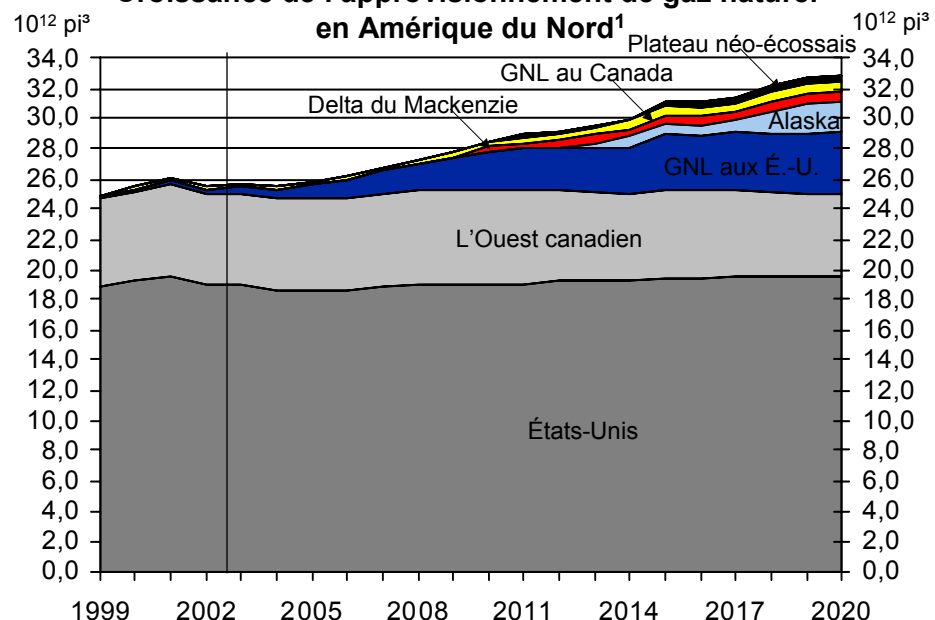
Source: ONÉ, *L'avenir énergétique au Canada, scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*, juillet 2003.

La figure 55 traduit le point de vue de l'Office national de l'énergie sur les importations canadiennes futures de gaz naturel liquéfié.

À l'heure qu'il est, le Canada n'importe pas de GNL. Huit propositions ont été avancées en vue de la construction d'installations d'importation de GNL dans les ports canadiens afin de répondre à la demande canadienne de gaz naturel et d'en hausser les exportations à destination des États-Unis.

Dans son rapport, l'ONÉ prévoit que les importations canadiennes de GNL totaliseront 1,2 milliard de pi<sup>3</sup> par jour, c'est-à-dire 0,44 billion de pi<sup>3</sup>, en 2020. Selon le « consensus » sur l'offre canadienne de gaz naturel en 2020, le GNL représenterait environ 6 % de l'ensemble.

**Figure 56**  
Croissance de l'approvisionnement de gaz naturel  
en Amérique du Nord<sup>1</sup>



Sources: EIA, ONÉ, ICRÉ, TransCanada et consultants divers. Nota: (1) Moyenne ou interprétation « consensuelle » de prévisions de divers organismes. (2) Données historiques de l'EIA, Statistique Canada et OCNEHE.

Le calcul de la moyenne des prévisions de l'offre américaine et canadienne de gaz donne une prévision « consensuelle » de l'offre nord-américaine, qui se situerait à 30,9 billions de pi<sup>3</sup> en 2015 et 33 billions en 2020.

L'actuelle prévision « consensuelle » de l'offre nord-américaine de gaz naturel est inférieure à ce qu'elle avait été l'année dernière, à savoir 32 billions de pi<sup>3</sup> en 2015.

Les plus importantes composantes de l'offre de gaz naturel sur le marché nord-américain à la fin de la période prévisionnelle sont, dans l'ordre décroissant d'importance, les importations américaines de GNL, le gaz naturel d'Alaska, le gaz naturel du delta du Mackenzie, le gaz naturel du Canada atlantique, les importations canadiennes de GNL.

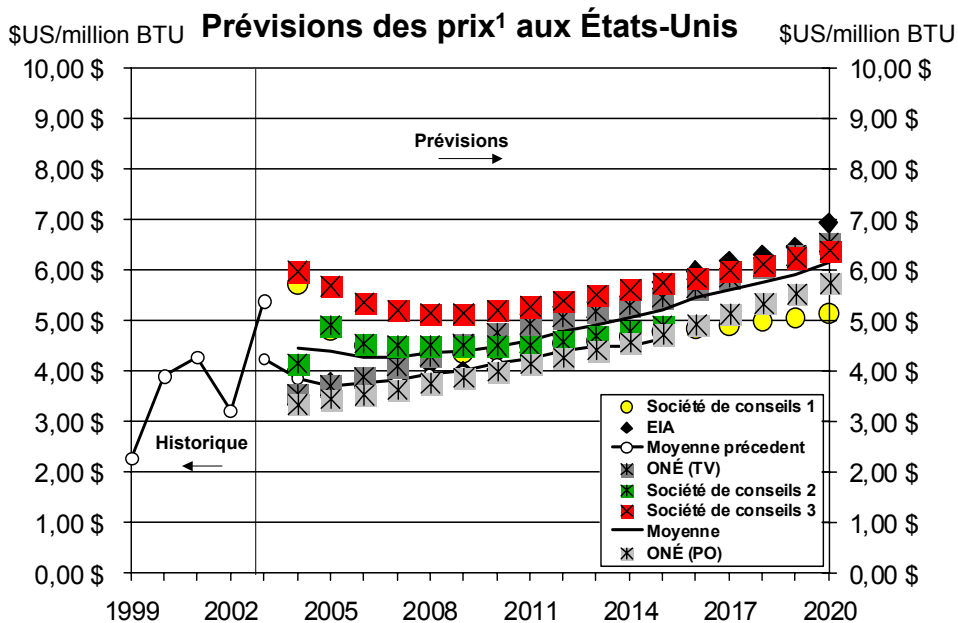




# ***Perspectives jusqu'en 2020***

Prix du gaz naturel

Figure 57



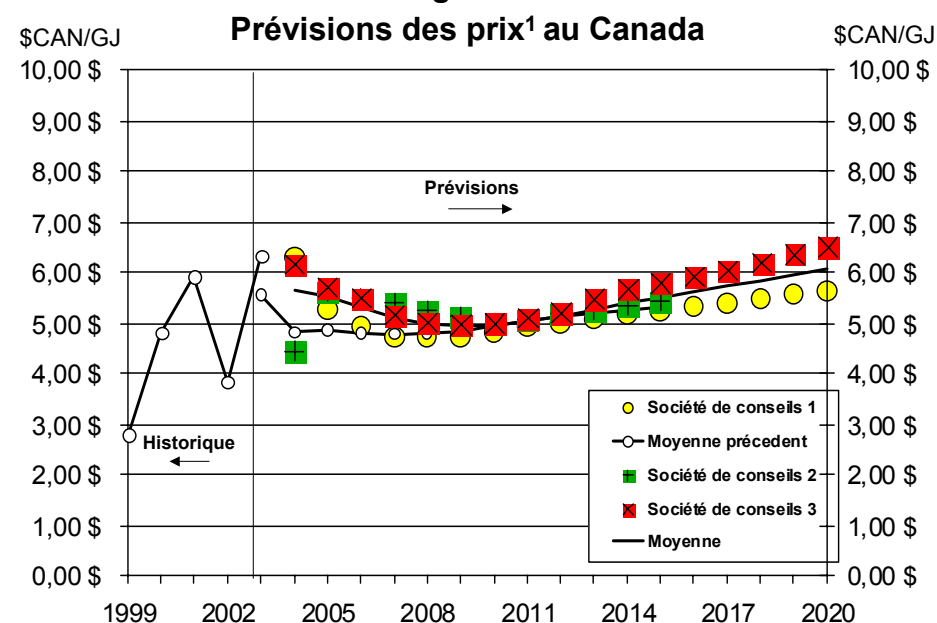
**Sources:** EIA, ONÉ et consultants divers. **Nota:** (1) Les données de 1999-2003 sont des prix NYMEX réels provenant du cabinet GLJ. Les prévisions des prix sont celles de carrefour Henry Hub sur la Côte du golfe, sauf celle de l'EIA, qui est le prix moyen à la tête de puits aux États-Unis. (2) Certaines prévisions ont été converties de dollars constants en dollars historiques.

La figure 57 compare six prévisions en dollars historiques prix du gaz naturel aux États-Unis. La moyenne indique que les prix américains sont censés tomber sous les niveaux de 2003 à court terme, puis se rétablir et se fixer aux niveaux de 2003 ou au-dessus de ces derniers au cours de la seconde moitié de la période prévisionnelle.

Les prévisionnistes consultés estiment que le prix moyen sera de 4,46 \$US/million de BTU en 2004. De 2005 à 2020, les cours américains devraient se chiffrer en moyenne entre 4,20 et 6,15 \$US/million de BTU.

Les cours prévus aux États-Unis ont augmenté à nouveau par rapport au sondage de l'an dernier, auquel moment la moyenne prévue de 2015 était de 4,63 \$US/million de BTU, soit 14 % de moins que le prix de 2015 prévu cette année, qui est de 5,23 \$US/million

Figure 58



**Sources:** Consultants divers. **Nota:** (1) Les prix de 1999-2003 sont des prix AECO réels provenant du cabinet GLJ. (2) Les prévisions des prix sont celles de l'Alberta. (3) Certaines prévisions ont été converties à partir de dollars américains. (4) Dollars historiques.

La figure 58 compare trois prévisions en dollars historiques des prix canadiens du gaz naturel au carrefour AECO-C en Alberta.

La moyenne des prix est censée s'établir aux alentours de 5,65 \$CAN/GJ en 2004 et osciller entre 5 et 6 \$CAN/GJ au cours de la période prévisionnelle complète.

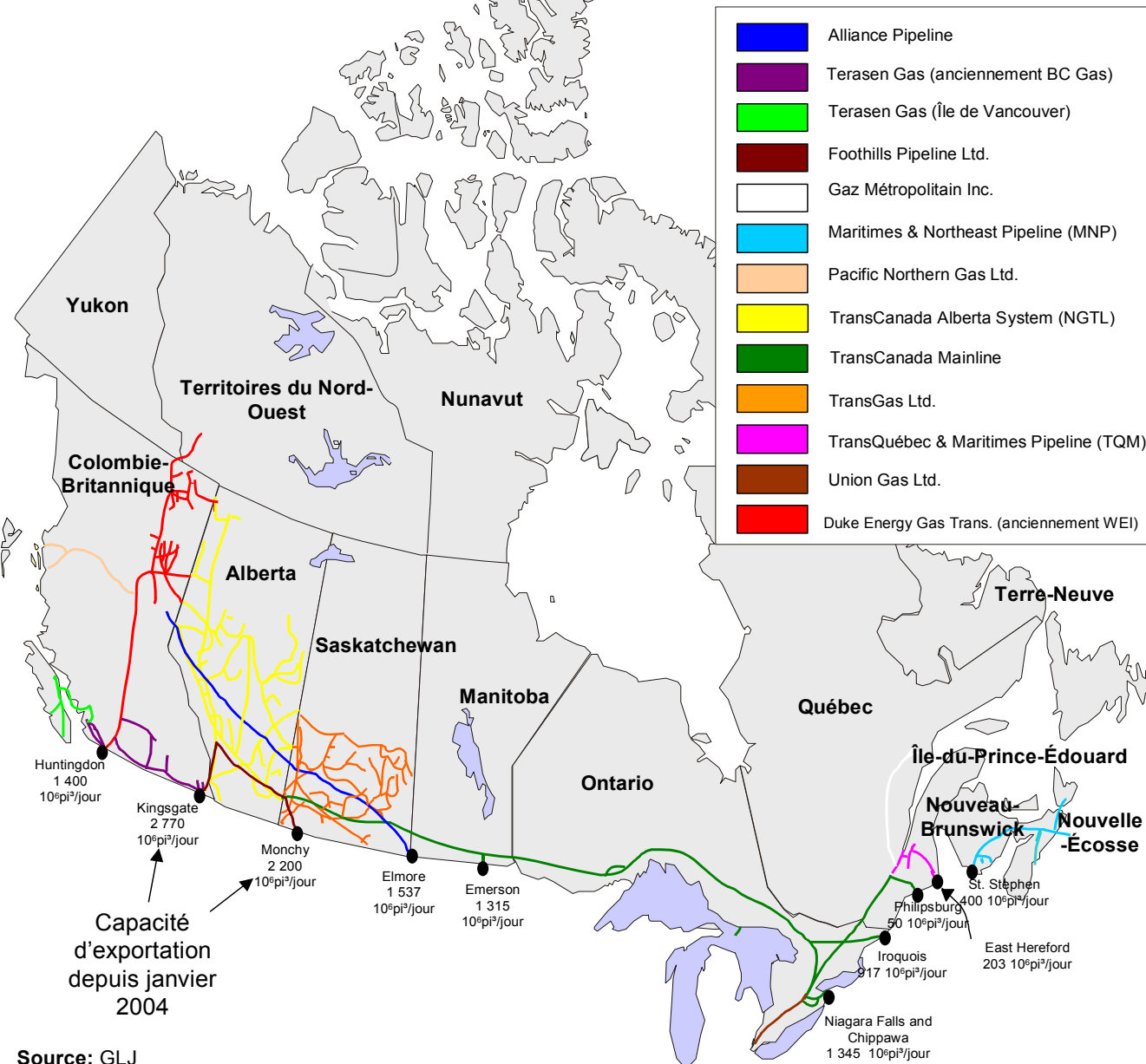
Les prévisions moyennes de 2015 et 2020 sont de 5,50 \$CAN/GJ et 6,10 \$CAN/GJ respectivement.

Les prix canadiens prévus ont augmenté légèrement par rapport au sondage de l'année dernière, auquel moment la moyenne de la période prévisionnelle s'établissait à quelque 5 \$CAN/GJ, 8 % ou 0,40 \$CAN/GJ de moins que le prix moyen prévu cette année.

## ***Perspectives jusqu'en 2020***

Ventes canadiennes à l'exportation  
et sur le marché intérieur

## Carte 8 Principaux gazoduc canadiens et capacité pipelinère d'exportation



Source: GLJ

La carte 8 précise l'emplacement des grands gazoducs canadiens (transmission et distribution), aussi bien que la capacité d'exportation aux importants points frontaliers.

Le marché canadien du gaz est desservi par sept principaux gazoducs de transmission (Duke Energy Gas Transmission, TransCanada Pipelines, Foothills, Alliance, Union, TQM, MNP), qui se raccordent au réseau américain de gazoducs à neuf points d'exportation importants.

TransCanada Pipelines est l'un des principaux transporteurs de gaz de l'Amérique du Nord. En 2003, le « système de l'Alberta » a acheminé 10,6 milliards de pi<sup>3</sup> par jour de gaz naturel.

Près de 75 % de la capacité canadienne d'exportation pipelinère passe par cinq principaux points d'exportation (c.-à-d. Huntingdon, Kingsgate, Monchy, Elmore et Emerson).

**Tableau 13**  
**Capacité piplinière d'exportation**  
**(10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup>/jour)**

Point d'exportation <sup>1</sup>	Pipeline de liaison	2000 <sup>a</sup>	2001 <sup>b</sup>	2002 <sup>c</sup>	2003 <sup>d</sup>	2004-2020	
		Capacité à la fin de l'année <sup>2</sup>	Capacité à la fin de l'année	Capacité à la fin de l'année	Capacité à la fin de l'année	Accroiss.	Capacité à la fin de l'année
Huntingdon (Westcoast) <sup>3</sup>	Westcoast, Northwest Pipeline	1 097	1 097	1 097	1 400		1 400
Kingsgate (TCPL) <sup>4</sup>	TCPL AB, TCPL BC, GTN	2 565	2 565	2 565	2 770		2 770
<b>Total, Ouest É.-U.</b>		<b>3 662</b>	<b>3 662</b>	<b>3 662</b>	<b>4 170</b>		<b>4 170</b>
Alberta/Montana	TCPL AB, Montana Power	50	20	40	50		50
Monchy (TCPL)	TCPL AB, Foothills, Northern B.	2 200	2 200	2 200	2 200		2 200
North Portal	Transgas, Williston Basin	20	20	20	20		20
Elmore (Alliance)	Alliance CDN, Alliance US	0	1 550	1 550	1 537		1 537
Emerson (TCPL) <sup>5</sup>	TCPL, Viking, GIGT	1 140	2 524	2 524	1 315		1 315
Sprague	TCPL, Centra Gas	26	70	26	26		26
<b>Total, Midwest É.-U.</b>		<b>3 436</b>	<b>6 384</b>	<b>6 360</b>	<b>5 148</b>		<b>5 148</b>
St. Clair <sup>6</sup>	Union, MichCon	200	70	70	70		70
Ojibway (Windsor)	Union, Panhandle Eastern	150	200	200	200		200
Chippawa (TCPL)	TCPL, Empire Pipeline	489	470	499	500		500
Niagara Falls (TCPL)	TCPL, Tennessee	854	825	883	845		845
Iroquois (TCPL)	TCPL, Iroquois	903	831	894	917	73	990
Cornwall (TCPL)	TCPL, Niagara Gas	37	28	63	63		63
Napierville (TCPL)	TCPL, North Country Gas	62	62	61	61		61
Phillipsburg (TCPL)	TCPL, Vermont Gas	48	48	50	50		50
Highwater (TCPL) <sup>7</sup>	TCPL, Portland Gas	31	25	25	25		25
East Hereford (TCPL)	TCPL, Portland Natural Gas	172	236	198	203		203
St. Stephen (MNP) <sup>8</sup>	MNP CDN, MNP US	400	500	400	400	400	800
<b>Total, Nord-Est É.-U.</b>		<b>3 346</b>	<b>3 295</b>	<b>3 343</b>	<b>3 334</b>	<b>473</b>	<b>3 807</b>
<b>Capacité totale d'exportation</b>		<b>10 444</b>	<b>13 341</b>	<b>13 365</b>	<b>12 652</b>	<b>473</b>	<b>13 125</b>

Sources: Sociétés pipelinières, GLJ. Nota: 1. Les données concernant le réseau de transport TCPL Alberta (auparavant NOVA Transmission) ne figurent pas dans le tableau. Il est entendu que TCPL Alberta est le réseau en amont relié au gazoduc de TCPL (à Empress) 2. Pour la plupart des points d'exportation de TCPL, la capacité indiquée correspond à la capacité contractuelle garantie. La capacité réelle peut excéder la capacité contractuelle garantie. 3. L'expansion de Westcoast s'est achevée en novembre 2003. 4. L'expansion de TransCanada s'est achevée en décembre 2003. 5. La capacité contractuelle comprenait 1,3 10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup> supplémentaires en 2001 et 2002 puisque TransCanada a conclu un contrat pour une capacité supplémentaire en vue d'utiliser éventuellement son réseau des Grands Lacs plutôt que la route du Nord sur la canalisation principale. 6. Le gaz peut être matériellement exporté ou importé. 7. Highwater a été fermé en février 2001. 8. Le projet d'expansion de 400 10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup>/j de MNP a été approuvé sous condition par l'ONÉ; toutefois, le projet de Deep Panuke, qui justifie l'expansion, fait l'objet d'un examen. a. Données au 1er novembre 2000. b. Données au 6 décembre 2001. c. Données au 8 août 2002. d. Données au 8 janvier 2004.

Le tableau 13 dénombre les principaux points d'exportation canadiens, les gazoducs qui les desservent et la capacité de chacun en fin d'année.

La capacité d'exportation totalisait 12 652 millions de pi<sup>3</sup> par jour à la fin de 2003, ce qui représente une diminution de près de 5 % par rapport à l'année précédente.

Près de 96 %, ou 12 137 millions de pi<sup>3</sup> par jour, de la capacité d'exportation totale passe par 11 points d'exportation.

Le tableau propose également des estimations des capacités futures en fin d'année jusqu'en 2020, lesquelles estimations sont fondées sur des renseignements fournis par les sociétés pipelinières.

La capacité d'exportation totale n'est pas utilisée entièrement à cause de l'offre insuffisante de gaz. Il est rare que le facteur de charge d'un pipeline soit de 100 %. Ces dernières années, le taux d'utilisation le plus élevé de la capacité d'exportation totale a été d'environ 95 %.

**Tableau 14**  
**Volumes exportés et ventes intérieures**

<b>(10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>)</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>
Huntingdon (Westcoast)	356	324	335	304	-	-	-	-	-
Kingsgate (TCPL)	833	781	696	562	-	-	-	-	-
<b>Total, Ouest É.-U.</b>	<b>1 189</b>	<b>1 105</b>	<b>1 031</b>	<b>866</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Monchy (Foothills)	784	744	768	763	-	-	-	-	-
Emerson (TCPL)	491	390	397	362	-	-	-	-	-
Elmore (Alliance)	73	526	568	567	-	-	-	-	-
Divers	30	31	37	24	-	-	-	-	-
<b>Total, Midwest É.-U.</b>	<b>1 378</b>	<b>1 691</b>	<b>1 770</b>	<b>1 716</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Iroquois (TCPL)	363	319	323	323	-	-	-	-	-
Niagara Falls (TCPL)	423	326	327	288	-	-	-	-	-
Chippawa (TCPL)	37	54	104	81	-	-	-	-	-
St. Stephen (MNP)	117	141	143	130	-	-	-	-	-
East Hereford (TCPL)	34	39	48	45	-	-	-	-	-
Cornwall (TCPL)	8	9	8	7	-	-	-	-	-
Napierville (TCPL)	19	33	19	19	-	-	-	-	-
Phillipsburg (TCPL)	8	6	7	6	-	-	-	-	-
Highwater (TCPL)	15	5	0	0	-	-	-	-	-
<b>Total, Nord-Est É.-U.</b>	<b>1 024</b>	<b>932</b>	<b>979</b>	<b>899</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Exportations brutes totales</b>	<b>3 591</b>	<b>3 728</b>	<b>3 780</b>	<b>3 481</b>	<b>3 541</b>	<b>3 515</b>	<b>3 762</b>	<b>3 517</b>	<b>2 997</b>
<b>Demande totale canadienne</b>	<b>2 872</b>	<b>2 697</b>	<b>2 736</b>	<b>2 914</b>	<b>2 950</b>	<b>3 026</b>	<b>3 457</b>	<b>3 809</b>	<b>4 128</b>
<b>Importations au Canada<sup>1</sup></b>	<b>80</b>	<b>228</b>	<b>260</b>	<b>371</b>	<b>300</b>	<b>300</b>	<b>300</b>	<b>300</b>	<b>300</b>
<b>Exportations nettes totales</b>	<b>3 511</b>	<b>3 500</b>	<b>3 520</b>	<b>3 110</b>	<b>3 241</b>	<b>3 215</b>	<b>3 462</b>	<b>3 217</b>	<b>2 697</b>
<b>Total, ventes intérieures<sup>2</sup></b>	<b>2 792</b>	<b>2 469</b>	<b>2 476</b>	<b>2 543</b>	<b>2 650</b>	<b>2 726</b>	<b>3 157</b>	<b>3 509</b>	<b>3 828</b>
<b>Total des ventes<sup>3</sup></b>	<b>6 383</b>	<b>6 197</b>	<b>6 256</b>	<b>6 024</b>	<b>6 191</b>	<b>6 241</b>	<b>6 919</b>	<b>7 027</b>	<b>6 825</b>

**Sources:** ONÉ, Statistique Canada, TransCanada, ICRÉ et consultants divers. **Nota:** <sup>1</sup> On suppose que les importations vont s'établir à 300 10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup> par année entre 2004 et 2020. <sup>2</sup> Les ventes intérieures correspondent à la demande canadienne moins les importations. <sup>3</sup> Les exportations brutes plus les ventes intérieures correspondent au total des ventes.

Le tableau 14 contient des données estimatives sur les exportations et les ventes intérieures canadiennes de gaz naturel. Au cours des dernières années, les prévisions d'exportations étaient fondées sur un facteur de charge. Depuis l'année dernière, toutefois, elles reposent simplement sur des estimations « consensuelles » de la demande et de la production canadiennes.

Selon la méthode retenue, les exportations brutes seraient relativement stables au cours de la période prévisionnelle et atteindraient 3,77 billions de pi<sup>3</sup> en 2010, pour ensuite passer à 2,99 billions en 2020. Les volumes d'exportations moindres de 2010 à 2020 sont le résultat d'une opinion « consensuelle » selon laquelle la croissance de la demande devancera celle de la production au cours de la période décennale.

**Tableau 15**

**Prévisions des recettes d'exportation et des recettes intérieures**

<b>VENTES À L'EXPORTATION</b>						
	Volumes exportés brutes (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	Prix américain NYMEX (\$US/10 <sup>6</sup> BTU)	Prix à l'exportation, à la frontière internationale (\$US/10 <sup>6</sup> BTU)	Prix net à l'exportation à la sortie de l'usine (\$US/10 <sup>6</sup> BTU)	Recettes d'exportation à la sortie de l'usine (millions \$US)	Recettes d'exportation à la sortie de l'usine (millions \$US)
2000	3 591	3,89 \$	3,85 \$	3,51 \$	12 631 \$	18 887 \$
2001	3 728	4,27 \$	4,30 \$	3,94 \$	14 797 \$	22 759 \$
2002	3 780	3,22 \$	3,06 \$	2,72 \$	10 353 \$	16 248 \$
2003	3 481	5,39 \$	5,12 \$	4,74 \$	16 622 \$	23 414 \$
2005	3 515	4,38 \$	4,28 \$	3,98 \$	13 990 \$	19 985 \$
2010	3 762	4,48 \$	4,38 \$	4,08 \$	15 349 \$	21 927 \$
2015	3 517	5,23 \$	5,13 \$	4,83 \$	16 987 \$	24 267 \$
2020	2 997	6,15 \$	6,05 \$	5,75 \$	17 233 \$	24 618 \$

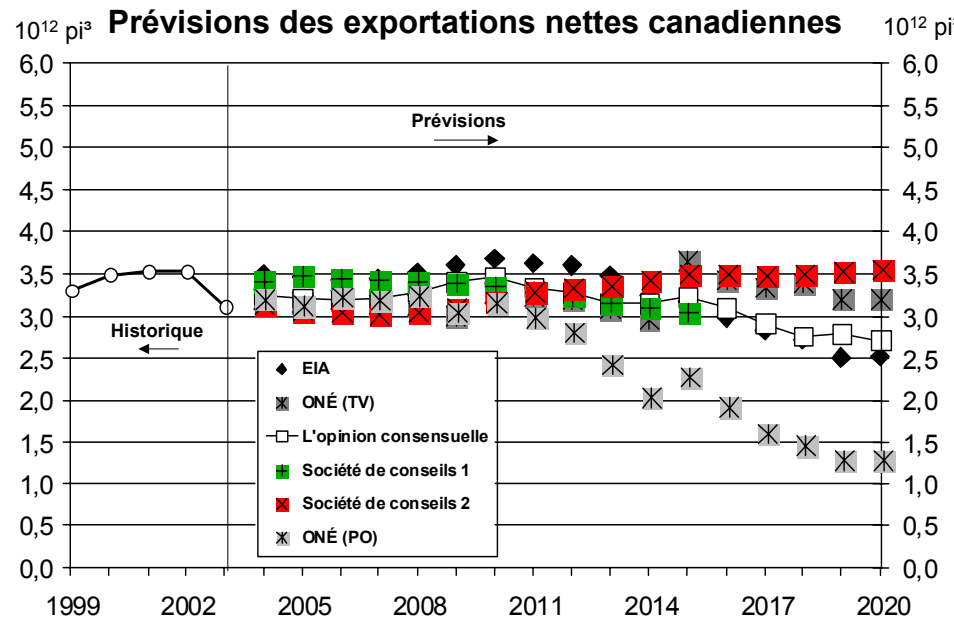
<b>VENTES INTÉRIEURES</b>						
	Ventes intérieures (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	Prix albertain (\$US/10 <sup>6</sup> BTU)	Prix net à la sortie de l'usine (\$US/10 <sup>6</sup> BTU)	Recettes intérieures à la sortie de l'usine (millions \$US)	Recettes intérieures à la sortie de l'usine (millions \$CAN)	<b>TOTAL Recettes à la sortie de l'usine (millions \$CAN)</b>
2000	2 792	3,40 \$	3,25 \$	9 100 \$	24 165 \$	<b>43 052 \$</b>
2001	2 469	4,05 \$	3,90 \$	9 688 \$	29 041 \$	<b>51 800 \$</b>
2002	2 476	2,58 \$	2,43 \$	6 054 \$	12 044 \$	<b>28 292 \$</b>
2003	2 543	4,75 \$	4,60 \$	11 774 \$	18 230 \$	<b>41 644 \$</b>
2005	2 726	3,89 \$	3,74 \$	10 195 \$	14 565 \$	<b>34 550 \$</b>
2010	3 157	3,57 \$	3,42 \$	10 797 \$	15 424 \$	<b>37 351 \$</b>
2015	3 509	3,87 \$	3,72 \$	13 053 \$	18 648 \$	<b>42 915 \$</b>
2020	3 828	4,17 \$	4,02 \$	15 389 \$	21 984 \$	<b>46 602 \$</b>

**Source** : Les données historiques sur les exportations proviennent de l'ONÉ. **Nota** : Les recettes et les prix nets intérieurs historiques indiqués ne sont que des estimations; ils ont été calculés à partir des prix albertains, dont on a soustrait 0,15 \$US/10<sup>6</sup> BTU pour produire un prix net à la sortie de l'usine, lequel a ensuite été multiplié par les ventes intérieures pour produire une estimation des recettes. Les recettes et les prix nets intérieurs futurs utilisent les prix albertains prévus (voir rapport) et ont été calculés de la même façon. Les prix nets à l'exportation futurs sont censés correspondre aux prix NYMEX prévus (voir rapport) moins 0,40 \$US. Les prix nets ainsi calculés sont ensuite multipliés par les ventes à l'exportation prévues. Hypothèse concernant les taux de change : 0,70 \$US par \$CAN entre 2004 et 2020. À noter que les ventes intérieures sont censées correspondre à la demande canadienne moins les importations. On suppose que les importations vont s'établir à 300 10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup> par année entre 2004 et 2020.

Le tableau 15 fait état de notre estimation des revenus des producteurs à la sortie de l'usine, compte tenu des prévisions « consensuelles » des cours du gaz naturel, des volumes bruts d'exportations et des ventes intérieures.

Le total des revenus à la sortie de l'usine a atteint des niveaux records en 2003, soit environ 39,9 milliards de dollars canadiens, ce qui représente une hausse de 73 % par rapport à l'année précédente. Selon les prévisions de prix et de volumes, les revenus des producteurs dépasseront les niveaux enregistrés en 2003 pour se situer aux environs de 46,6 milliards de dollars canadiens en 2020. Les prévisions de revenus en hausse sont principalement le fait de prévisions de prix ascendants.

**Figure 59**



**Sources** : EIA, ONÉ, RNCAN et consultants divers. **Nota** : (1) Les prévisions d'exportations de l'ONÉ proviennent des projections de production et de demande canadiennes contenues dans leur rapport *L'avenir énergétique au Canada, scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*, juillet 2003. (2) Données historique de l'ONÉ.

La figure 59 présente cinq prévisions des exportations canadiennes de gaz naturel, y compris la prévision « consensuelle » calculée au tableau 15.

Selon l'opinion « consensuelle », les exportations nettes canadiennes de gaz s'élèveront à près de 3,5 milliards de pi<sup>3</sup> en 2010 pour ensuite passer à 2,7 en 2020. La prévision résulte du calcul de l'écart entre les opinions « consensuelles » sur la production et la demande canadiennes de gaz.





## ***Annexe 1***

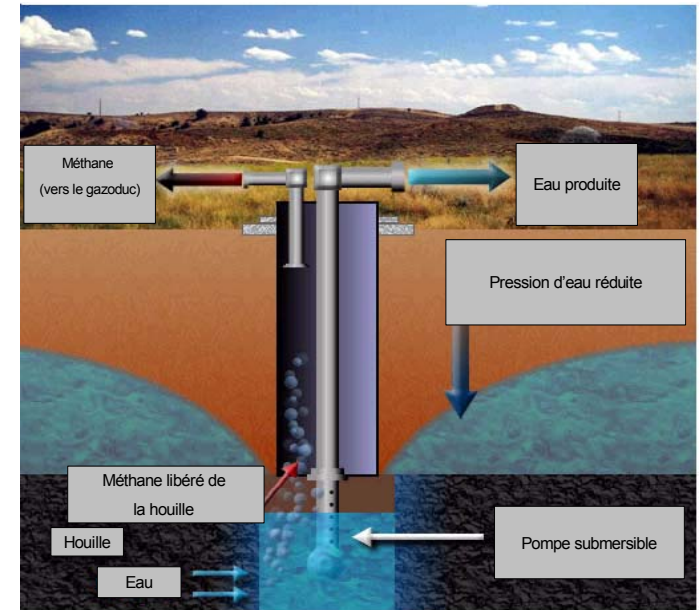
Méthane de gisements houillers au Canada

# Méthane de gisements houillers au Canada

## **Méthane de gisements houillers – Description**

Le méthane de gisements houillers, appelé également gaz naturel du charbon ou méthane houiller, est le gaz naturel que renferment les gisements de charbon souterrains. Le méthane se situe dans les filons de charbon. Le plus souvent, ces derniers se présentent sous forme de couches plus ou moins fissurées. Le méthane est absorbé par le charbon ou fixé à lui. Il est emprisonné dans le charbon par les pressions qu'exercent le roc des couches supérieures et l'eau qui s'infiltré dans les fissures qui séparent les masses de charbon.

La production de méthane houiller consiste à pratiquer des trous de forage dans les filons de charbon et à canaliser les fluides et les gaz emprisonnés dans les fissures vers des tubes de pompage en acier, qui les acheminent à la surface. La chute de pression du gisement détache le méthane des surfaces du charbon. Le schéma à droite figure un puits type de méthane houiller.



SOURCE: **ALL Consulting**

## **Production de méthane houiller au Canada et dans les 48 États du Sud du continent nord-américain**

Les activités de prospection visant à déceler le méthane houiller se déroulent de façon sporadique au Canada depuis le début des années 1980, avec pour tout résultat en 2000 environ 140 puits d'exploration dont la grande part était improductive. Cependant, depuis 2000, les cours élevés du gaz naturel conjugués à des inquiétudes concernant l'approvisionnement en gaz classique ont fortement stimulé l'intérêt porté au méthane houiller canadien. À telle enseigne que, à la fin de 2003, 116 projets visant cette forme d'énergie étaient en cours au Canada. Quarante-vingt-dix (90) étaient situés en Alberta, 26 en C.-B. Il s'agit dans certains cas de projets de prospection et d'expérimentation, dans d'autres, d'entreprises commerciales en exploitation. La première exploitation commerciale canadienne a été lancée au Canada en février 2002 (par EnCana et MGV, dans le Sud de l'Alberta).

Les prévisions récentes de l'industrie concernant 2004 révèlent qu'entre 1 000 et 1 200 puits de méthane houiller seront forés dans la seule province de l'Alberta, tandis que d'autres puits seront forés en Colombie-Britannique et en Nouvelle-Écosse. L'activité sera concentrée dans les houillères peu profondes des plaines sèches de la région du canyon Horseshoe et de la rivière Belly dans la partie sud de l'Alberta. D'autres seront situés dans les houillères de Manville et d'Ardley dans le Centre-Sud de la province. Bien que la production canadienne soit limitée pour l'heure (70 millions de pi<sup>3</sup> par jour), les entreprises canadiennes et étrangères portent un grand intérêt à la ressource et, en toute probabilité, les programmes d'exploration en cours en Alberta et en Colombie-Britannique déboucheront sous peu sur l'annonce de production commerciale. De nombreuses entreprises pétrolières et gazières se lancent dans le secteur canadien du méthane houiller et y exploitent des installations industrielles. Dans bien des cas, des entreprises canadiennes s'adjoignent des partenaires américains expérimentés. Le tableau présenté met en lumière les principaux acteurs qui se livrent à des activités d'exploration et de production dans le domaine canadien du méthane houiller.

## Compagnies de gaz naturel actives dans le secteur du méthane de gisements houillers au Canada

Anadarko Corp	Diaz Resources
Apache Canada Ltd.	Dominion Energy
APF Energy Trust	Fairborne Energy
Canadian Natural Resources Ltd.	Murphy Oil
Bonterra Energy Corp.	Northbridge Exploration
Burlington Resources	Northrock Resources Ltd.
Devon Canada Corp.	Peace River Corp.
Encana	Penn West Petroleum
Enerplus Resources	Promax Energy Inc.
EOG Resources	Resolute Energy Corp.
Koch Oil	Talisman Energy
MGV Energy Inc.	Thunder Energy
Nexen Canada	Trident Energy

Source: GLJ

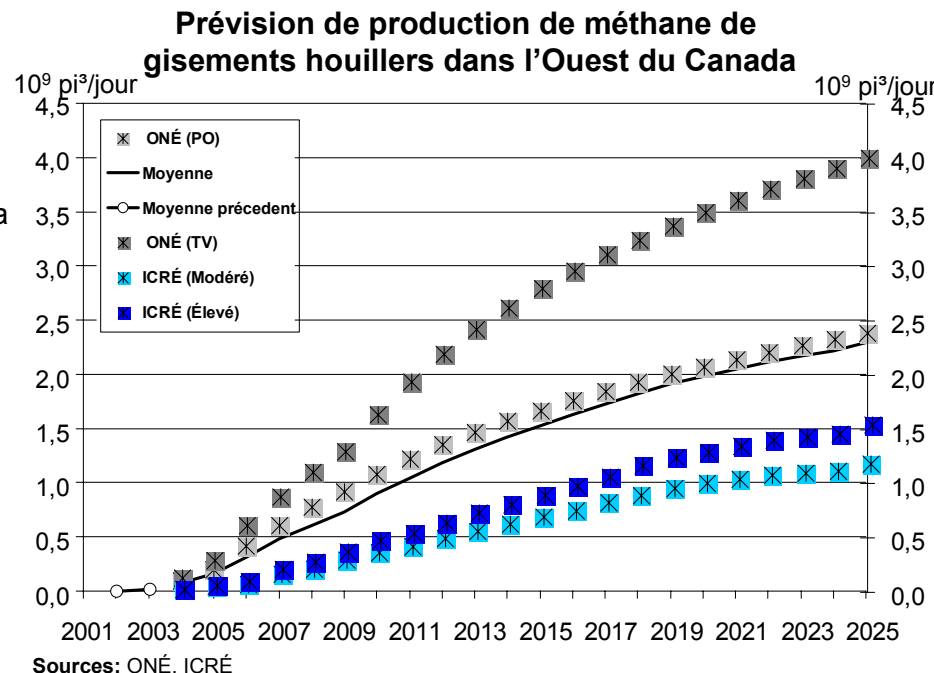
La plus grande part de la production mondiale de méthane houiller est concentrée aux États-Unis, pays où 20 années de prospection et de forage ont donné lieu à plus de 20 000 puits dont la production annuelle est de 1,3 milliard de pi<sup>3</sup>, ce qui représente environ 8 % de la production américaine totale de gaz naturel. La production américaine provient surtout du bassin San Juan (Colorado et Nouveau Mexique), de celui de la rivière Powder (Wyoming) et du bassin Black Warrior (Alabama), quoiqu'une production limitée soit à signaler à d'autres endroits.

La production canadienne de méthane houiller diffère de la production américaine, surtout en raison des caractéristiques du charbon. Chaque formation houillère a ses propres caractéristiques géologiques qui appellent un procédé particulier d'extraction. Parmi les caractéristiques précitées figurent la classe, la qualité, la composition et l'épaisseur du charbon. Chacune détermine le potentiel de recouvrement du méthane et le volume recouvrable. En règle générale, les filons de charbon sont plus minces au Canada qu'aux États-Unis, ce qui nécessite l'application de techniques de production particulières pour extraire des quantités de méthane commercialisable.

Par conséquent, l'expérience canadienne de l'extraction de méthane des filons de charbon différera d'une région géologique à l'autre du pays, et contrastera avec celle des régions productrices des États-Unis.

### Prévisions de production de méthane houiller

Les prévisions de l'ICRÉ et de l'ONÉ illustrent les niveaux de production futurs possibles de méthane houiller au Canada. Selon l'ICRÉ, la production pourrait atteindre 1,5 milliard de pi<sup>3</sup> par jour en 2025. Les prévisions les plus optimistes de l'Office national de l'énergie fixent les volumes à plus de 20 % de la production gazière canadienne de 2025 (c.-à-d. à plus de 1 billion de pi<sup>3</sup> par année). Par conséquent, il est probable que cette forme d'énergie gagne en importance dans la composition totale du gaz naturel produit d'ici à 2025.



## ***Production de méthane houiller et l'environnement***

Les questions environnementales sont parmi les plus grands obstacles à la production de méthane houiller au Canada. La principale préoccupation relative à l'environnement et à l'exploitation des réserves de méthane houiller tient à la production et à l'élimination de l'eau dégagée sous forme de sous-produit.

Le volume d'eau produite au cours de la déshydratation d'un puits de méthane houiller au Canada varie sensiblement d'une zone houillère à l'autre. L'Alberta compte trois zones carbonifères en exploitation : 1) le canyon Horseshoe; 2) la formation Ardley; 3) la formation Manville. Chaque zone a ses caractéristiques propres en ce qui concerne la production d'eau. À ce jour, les exploitations du canyon Horseshoe ont produit peu d'eau sinon aucune, le charbon d'Ardley est soit sec ou humide, celui de Manville dégage une quantité appréciable d'eau saumâtre. Peu importe l'endroit, la production, l'utilisation et l'élimination d'eau au Canada sont bien réglementées. En Colombie-Britannique, les activités susmentionnées relèvent de la Oil and Gas Commission, qui collabore étroitement avec d'autres organismes comme le ministère de la Protection des eaux, du sol et de l'air. En Alberta, deux organismes sont principalement responsables du secteur, soit Alberta Energy et l'Alberta Energy and Utilities Board. Alberta Energy est chargé de l'examen de la structure des redevances et de l'aspect économique des activités, tandis que l'Alberta Energy and Utilities Board contrôle le respect de la réglementation provinciale par les entreprises. L'eau tirée des procédés d'exploitation en Alberta et en Colombie-Britannique doit être réinjectée en profondeur dans le sol, comme c'est le cas pour toutes activités d'exploitation pétrolière et gazière. De plus, l'eau doit répondre à des normes de qualité rigoureuses avant que son rejet en surface soit envisagé. La réinjection est également étroitement contrôlée afin de garantir qu'elle a lieu bien en dessous des aquifères d'eau douce.

## ***Conclusion***

Le resserrement de l'offre de gaz naturel et la flambée des cours en Amérique du Nord ont déclenché un intérêt grandissant pour l'exploitation et la production des ressources canadiennes en méthane houiller. Les réserves en place de méthane houiller, de l'île de Vancouver à l'île du Cap-Breton, totalisent de 187 à 586 billions de pi<sup>3</sup>. Selon la prévision moyenne, le Canada serait en mesure de produire 2 milliards de pi<sup>3</sup> par jour de gaz naturel provenant du méthane houiller en 2015. Malgré l'intérêt porté à cette forme d'énergie, des contraintes plus ou moins grandes en matière environnementale, financière, technique et économique doivent être prises en considération avant que soit commercialisée la production de méthane houiller au Canada. Il va de soi, la part de l'offre canadienne de gaz naturel occupée par le méthane houiller augmentera à mesure qu'évoluent la technologie et la réglementation canadiennes de même que l'intérêt que les producteurs canadiens manifestent pour cette forme d'énergie.

## ***Annexe 2***

Gaz naturel liquéfié au Canada

# Gaz naturel liquéfié au Canada

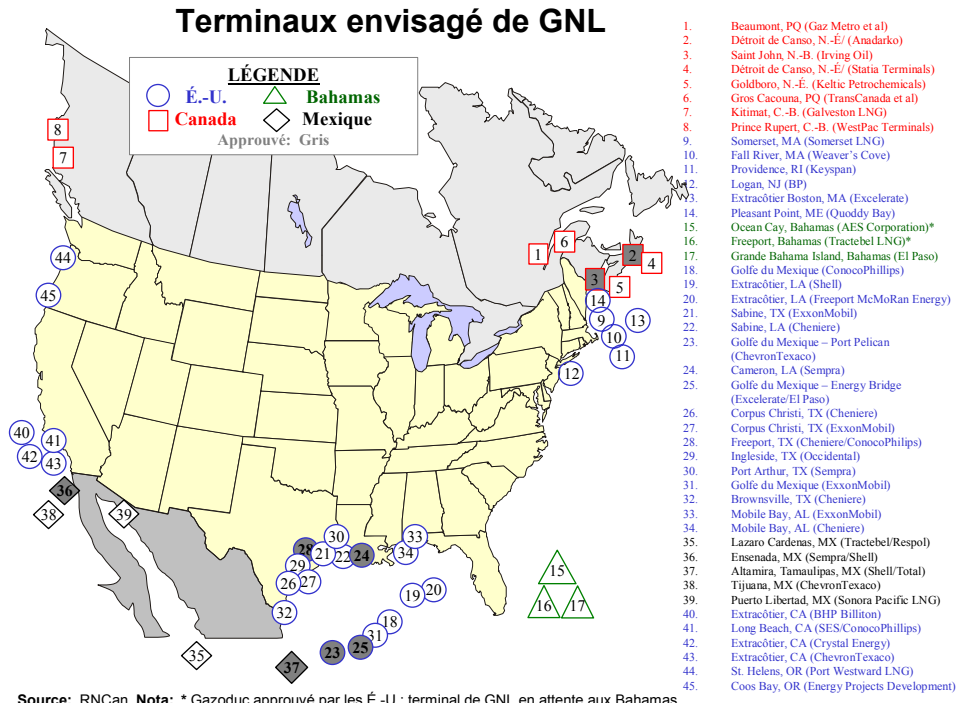
## Gaz naturel liquéfié – Description

Le gaz naturel liquéfié (GNL) est constitué de gaz naturel refroidi et condensé, phénomène qui se produit aux environs de  $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Le volume du gaz naturel à l'état liquide est de 600 fois inférieur à ce qu'il est à l'état gazeux, si bien qu'un seul méthanier peut transporter en un même lot autant de gaz naturel que pourraient le faire 600 navires transportant le même produit à l'état gazeux. Le méthanier moyen est capable de transporter de 2 à 3 milliards de  $\text{pi}^3$  de gaz naturel, ce qui suffit à alimenter de 2 à 3 millions de foyers canadiens durant un an. Les importants volumes transportables font qu'il est économique d'acheminer le gaz naturel d'un continent à l'autre et rendent possible la mise en place d'un marché mondial.

## GNL en Amérique du Nord

Jusqu'à tout récemment, il était coûteux de transformer le gaz naturel en GNL, et les cours ultime nord-américains du gaz ne justifiaient pas l'instauration d'une infrastructure du GNL et les dépenses connexes. Cela dit, la production des bassins nord-américains de gaz naturel classique se stabilise, la demande demeure vigoureuse, et les prix ont augmenté. Ces circonstances ont ouvert la voie à l'escalade des importations de GNL. Outre les cours accrus du gaz naturel intérieur, des percées technologiques qui ont diminué le coût de la liquéfaction du gaz naturel et du transport du GNL font que ce dernier peut désormais concurrencer par le prix le gaz naturel nord-américain de source classique.

Les États-Unis constituent le marché clé de l'expansion de l'industrie du GNL, comme ils sont à l'origine de 25 % de la demande mondiale de gaz naturel. Les États-Unis possèdent quatre terminaux d'importation de GNL, par lesquels ont transité en 2003 des importations de 540 milliards de  $\text{pi}^3$ , soit 2 % de la consommation nationale. Selon les analystes, les importations de GNL représenteront de 15 % à 20 % de la consommation américaine de gaz naturel en 2025. Dans les circonstances, il faudra agrandir les installations d'importation de GNL et en construire de nouvelles. S'ajoutent aux travaux d'expansion prévus ou menés à bien déjà aux quatre terminaux d'importation actuels, entre 30 et 40 propositions d'aménagement d'installations aux États-Unis, au Canada, au Mexique, au Bahamas, dont presque toutes seront consacrées entièrement à l'acheminement de gaz vers les marchés américains. La carte à droite illustre les nombreuses installations d'importation de GNL proposées en Amérique du Nord.



## Potentiel du GNL au Canada

À l'heure qu'il est, le Canada n'importe pas de GNL, mais il est proposé de construire sur son territoire huit centres d'importation afin d'approvisionner le marché canadien en gaz naturel et d'accroître les exportations à destination des États-Unis. Du nombre, six projets sont soumis au volet d'évaluation environnementale (EE) du processus d'examen réglementaire ou l'ont déjà franchi. Les deux autres ont tout juste été annoncés et sont de nature théorique. Ils n'ont donc pas encore été assujettis au processus d'examen réglementaire ou d'EE. Le texte qui suit fait le point sur tous les projets canadiens d'importation de GNL et les décrit.

### Terminal Bear Head d'Anadarko Petroleum Corporation

Le 12 août 2004, quelques jours après avoir été avalisée au terme du processus d'évaluation environnementale fédéral-provincial, Access Northeast Energy a été vendue à Anadarko Petroleum Corporation, société établie à Houston. Anadarko propose de construire un terminal d'importation de GNL à Bear Head, comté de Richmond, dans le détroit de Canso (Nouvelle-Écosse).

Anadarko s'attend à obtenir les permis et les autorisations nécessaires à la construction et à l'exploitation du terminal d'ici à la fin de 2004. Le terminal est censé être en exploitation commerciale et posséder une capacité d'acheminement de 1 milliard de pi<sup>3</sup> par jour en novembre 2007.

### Terminal Canaport d'Irving Oil

Irving Oil Limited entend aménager un terminal d'importation de GNL, d'une capacité de 1 milliard de pi<sup>3</sup> par jour, sur des lieux déjà occupés par des établissements industriels, à Saint-Jean (Nouveau-Brunswick).

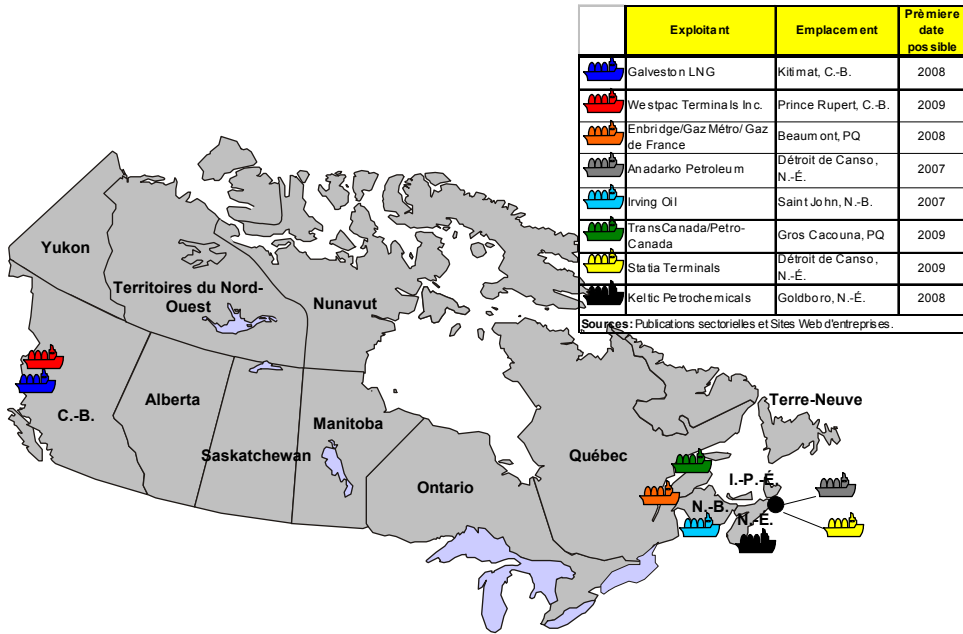
Le projet a été autorisé en août 2004 au terme d'évaluations environnementales fédérale et provinciale. Irving prévoit obtenir les permis et les autorisations nécessaires à une mise en chantier au début de 2005 en vue de la mise en exploitation des lieux en 2007

### Terminal de Rabaska de Gaz Métro et ses partenaires

Gaz Métro, en collaboration avec Enbridge et Gaz de France, propose la construction d'un terminal d'importation de GNL d'une capacité de 500 millions de pi<sup>3</sup> par jour sur le Saint-Laurent, près de Rabaska (Québec). L'exploitation commerciale des lieux devrait débuter en 2008.

Gaz naturel canadien : Revue de 2003 et perspectives à 2020

## Terminaux envisagé de GNL au Canada



Source: RNCan

### *Terminal de Keltic Petrochemicals à Goldboro*

Keltic Petrochemicals a déposé auprès des autorités fédérales et provinciales, en août 2004, des demandes de permis réglementaires au titre de son établissement de produits pétrochimiques et de GNL. Le terminal sera attenant aux installations du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable dans le parc industriel Goldboro. Le coût estimatif du complexe est de 4 milliards de dollars canadiens, et l'endroit pourrait être en exploitation à la fin 2008.

### *Terminal Kitimat de Galveston LNG*

Galveston LNG, entreprise de Calgary, propose de construire un terminal d'importation de GNL d'une valeur de 300 millions de dollars canadiens, à proximité du port de Kitimat (Colombie-Britannique). La capacité d'acheminement initial du terminal sera de 610 millions de pi<sup>3</sup> de gaz naturel par jour, et l'activité débutera à la fin 2008.

### *Terminal de Gros-Cacouna de TransCanada et Petro-Canada*

TransCanada Corporation, en collaboration avec Petro-Canada, propose la construction d'un terminal d'importation de GNL d'une valeur de 660 millions de dollars et d'une capacité de 500 millions de pi<sup>3</sup> par jour sur le Saint-Laurent, à Gros-Cacouna (Québec). Les équipements comprendront deux réservoirs de stockage d'une capacité de 6,8 milliards de pi<sup>3</sup> de gaz. Les auteurs du projet sont censés déposer les demandes d'autorisations réglementaires à la mi-2005, après quoi la mise en chantier aurait lieu en 2007, et la mise en service débuterait en 2009.

### *Autres projets canadiens de GNL*

Deux autres projets de GNL, de nature théorique à ce moment, sont proposés au Canada.

WestPac Terminals Inc. (WestPac) de Calgary projette la construction d'un terminal d'importation de GNL à 60 kilomètres seulement au nord de Kitimat, à Prince Rupert (Colombie-Britannique). Le promoteur s'est associé pour la circonstance à Ridley Terminals, entreprise gouvernementale. Les exploitants du terminal feraient usage des quais de l'île de Ridley, d'où partaient autrefois des lots de charbon. La capacité d'acheminement initial proposée est de 300 millions de pi<sup>3</sup> par jour, et la mise en service du terminal aurait lieu en 2009.

Statia Terminals, entreprise de Nouvelle-Écosse, prévoit construire un terminal d'importation de GNL d'une capacité de 0,5 milliard de pi<sup>3</sup> par jour dans le détroit de Canso. Les particularités du projet n'ont pas encore été annoncées.

### ***Prévision des importations canadiennes de GNL par l'ONÉ***

Dans son rapport intitulé *L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*, paru en juillet 2003, l'ONÉ prévoyait que les importations canadiennes de GNL s'établiraient à 1,2 milliard de pi<sup>3</sup> par jour en 2025, ce qui suffira à répondre à 10 % de la demande canadienne de gaz cette même année. *Other Canadian LNG Projects*



## ***Annexe 3***

Gazoducs nords-américains: Examen  
quinquennal et perspectives

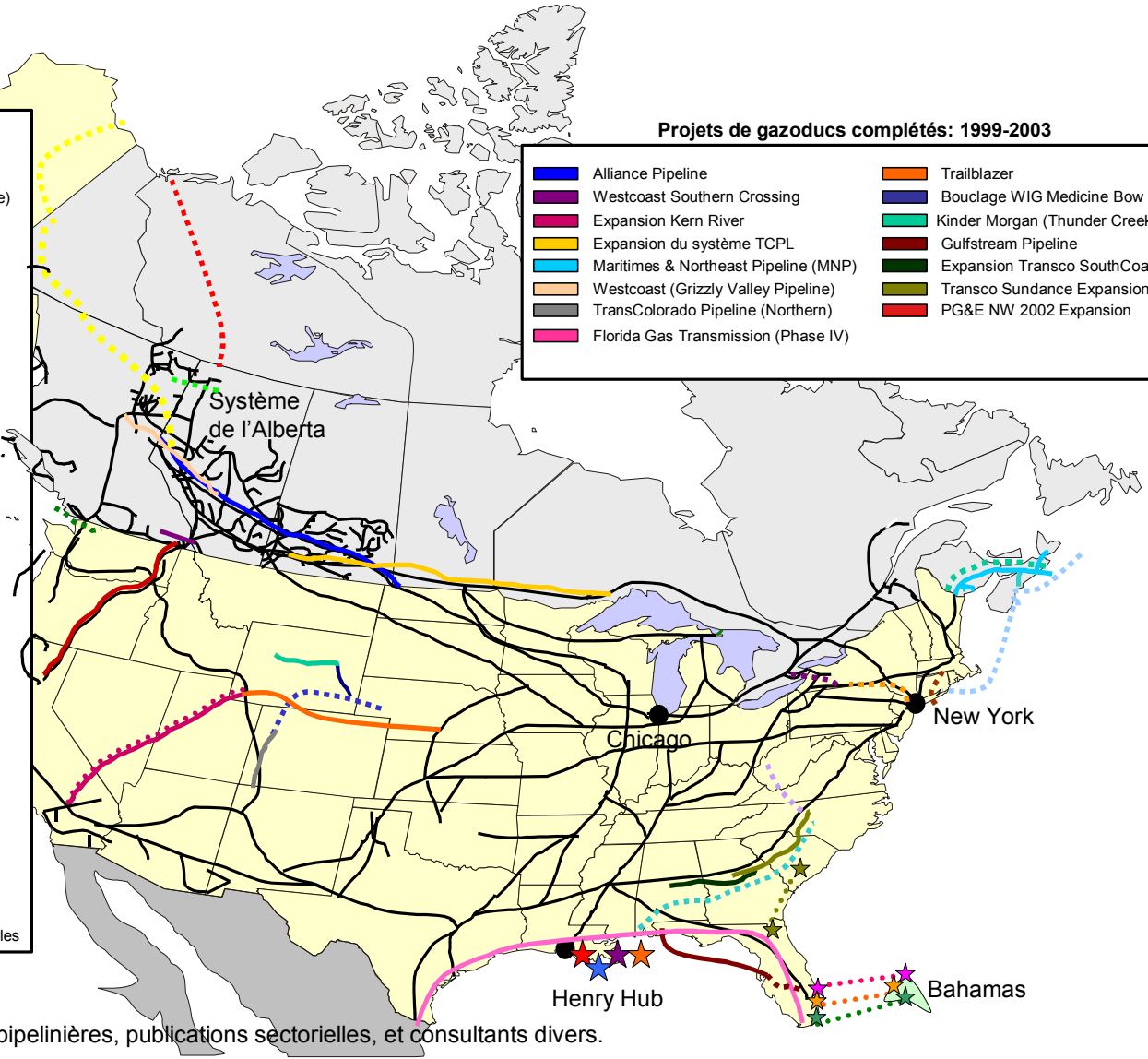
# Gazoducs nord-américains: Examen quinquennal et perspectives

Le système nord-américain de gazoducs est un réseau intégré de pipelines qui raccorde les marchés d'un océan à l'autre.

La carte reproduite à gauche figure le réseau antérieur à 1999 (traits noirs), les principaux gazoducs construits (traits de couleur continus), les gazoducs proposés (traits de couleur discontinus) et les pipelines proposés de GNL (traits discontinus avec étoiles). Elle illustre également l'expansion du système (traits de couleur continus), sous forme soit de compression accrue soit de boucle de raccordement à un pipeline existant. Les projets de boucle font appel à de courts tronçons de pipeline mais ajoutent sensiblement à la capacité du système actuel. Pour cette raison, le pipeline en place est représenté sur la carte, notamment celui auquel sera raccordé l'expansion du gazoduc de Kern River.

- Projets de gazoduc**
- Terminé**
- EnCana (Ekwan Pipeline)
- Retardés**
- MNP (Phase IV)
  - GSX
- Envisagé**
- Mackenzie Gas Project
  - EI Paso (Blue Atlantic)
  - Northwinds Pipeline
  - Entrega Gas Pipeline
  - Expansion Kern River
  - Millenium Phase I
  - Islander East
  - Greenbrier Pipeline
  - Gulf Pines Pipeline
  - Gulfstream Pipeline
  - Alaska Pipeline
- Gazoducs liés à des projets de GNL**
- Calypso
  - AES Ocean Express
  - Seafarer
  - Cypress
  - Cameron
  - Corpus Christie
  - Sabine Pass
  - Expansion Lake Charles

- Projets de gazoducs complétés: 1999-2003**
- Alliance Pipeline
  - Westcoast Southern Crossing
  - Expansion Kern River
  - Expansion du système TCPL
  - Maritimes & Northeast Pipeline (MNP)
  - Westcoast (Grizzly Valley Pipeline)
  - TransColorado Pipeline (Northern)
  - Florida Gas Transmission (Phase IV)
  - Trailblazer
  - Bouclage WIG Medicine Bow
  - Kinder Morgan (Thunder Creek)
  - Gulfstream Pipeline
  - Expansion Transco SouthCoast
  - Transco Sundance Expansion
  - PG&E NW 2002 Expansion



**Sources:** Sociétés pipelinères, publications sectorielles, et consultants divers.

La croissance de la demande ou de la production nord-américaines de gaz naturel s'accompagne d'une hausse de la demande de pipelines. Depuis 1999, la capacité de transport des grands gazoducs a augmenté de près de 7 milliards de pi<sup>3</sup> par jour partout en Amérique du Nord. À cela s'ajoutent des projets d'expansion de pipelines à hauteur d'une capacité de 12,5 milliards de pi<sup>3</sup> par jour et la construction de pipelines réservés au transport du GNL capables d'acheminer 10,6 milliards de pi<sup>3</sup> par jour.

Gaz naturel canadien : Revue de 2003 et perspectives à 2020

## Projets de gazoduc majeur en Amérique du Nord: 1999-2003

Entreprise (Pipeline)	Date d'entrée en service	Point de réception	Point de livraison	Capacité (10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> /jour)
<b>Canada</b>				
Alliance Pipeline Ltd. (Alliance Pipeline)	2000	C.-B.	Midwest	1 500
Westcoast (Southern Crossing)	2000	C.-B.	Côte du Pacifique	250
Westcoast (Grizzly Valley et WeeJay Lateral)	2003	C.-B.	Côte du Pacifique	116
Expansion du système TransCanada Pipelines	1999	Saskatchewan	Nord-Est	95
Maritimes & Northeast Pipeline Ltd. (M&NP)	1999	N.-É.	Nord-Est	400
			<b>Total</b>	<b>2 361</b>
<b>Rocheuses américaines</b>				
Expansion Kern River	2003	Wyoming	Côte du Pacifique	900
Expansion en boucle WIG Medicine Bow	2000	Wyoming	Point intérieur de l'Ouest	675
Kinder Morgan (Thunder Creek Gathering System)	1999	Wyoming	Divers	450
TransColorado Pipeline (Northern)	1999	Colorado	Côte du Pacifique	300
Expansion du système Trailblazer 2002	2002	Colorado	Midwest	300
			<b>Total</b>	<b>2 625</b>
<b>Côte du golfe du Mexique</b>				
Gulfstream Pipeline	2002	Alabama	Sud-Est	1 130
Florida Gas Transmission (Phase IV)	2003	Texas	Sud-Est	120
Expansion Transco Sundance	2002	Texas	Sud-Est	230
Expansion PG&E NW 2002	2002	Washington	Côte du Pacifique	200
Expansion Transco SouthCoast	2000	Alabama	Sud-Est	200
			<b>Total</b>	<b>1 880</b>
<b>TOTAL, TOUTES REGIONS</b>				<b>6 866</b>
<b>Sources:</b> Publications sectorielles, Sites Web d'entreprises, et consultants divers.				

À compter d'août 2004, huit propositions importantes de pipelines nord-américains de GNL étaient à signaler. Leur capacité cumulative dépasse les 10 milliards de pi<sup>3</sup> par jour, quoique la viabilité des huit projets en cours soit minime. Trois sont situés en Louisiane, trois dans les Bahamas, un en Géorgie, un au Texas, et tous desserviront le Sud-Est. Les gazoducs proposés sont situés en zone terrestre ou extracôtière, selon ce que dicte l'aménagement des terminaux de GNL. Les pipelines en zone terrestre raccorderaient une centrale terrestre de regazéification directement au réseau pipelinier nord-américain. Les pipelines sous-marins raccorderaient des centres de débarquement de GNL situés au large à des terminaux terrestres de regazéification branchés sur le système pipelinier.

Quinze projets pipeliniers importants ont eu lieu en Amérique du Nord depuis 1999 (nouveaux pipelines, expansion des systèmes actuels par hausse de compression ou aménagement de boucles). Des quinze, cinq sont situés au Canada (trois en C.-B., un en Saskatchewan, un en Nouvelle-Écosse), cinq dans les Rocheuses américaines (trois au Wyoming, deux au Colorado), et cinq dans la zone côtière du golfe du Mexique (deux en Alabama, deux au Texas, un dans le district de Columbia). Bien que d'importants projets d'expansion aient eu lieu dans la zone côtière américaine du golfe du Mexique, dans l'Ouest du Canada et dans les Rocheuses américaines, seuls les projets réalisés dans les Rocheuses avaient pour vocation de répondre à une hausse de la production.

Les hausses de capacité au Canada totalisent plus de 2,5 milliards de pi<sup>3</sup> par jour et desservent principalement le marché américain. Le plus important projet canadien était celui du pipeline d'Alliance, d'une capacité de 1,5 milliard de pi<sup>3</sup> par jour, qui achemine du gaz naturel du Nord-Est de la C.-B. au carrefour de Chicago. La capacité supplémentaire des projets qui ont eu lieu dans les Rocheuses américaines dépasse les 2,8 milliards de pi<sup>3</sup> par jour, principalement au profit des marchés de la Côte ouest américaine, tandis que les ouvrages réalisés dans la zone côtière du golfe du Mexique représentent un accroissement de 1,8 milliard de pi<sup>3</sup> par jour, qui desserve principalement le marché du Sud-Est.

## Projets de gazoduc de GNL

Entreprise (Pipeline)	Point de réception	Point de livraison	Capacité (10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> /jour)	Date d'entrée en service	Situation
Corpus Christite Pipeline	Installation de GNL Corpus Christie, TX	Sud-Ouest	2 700	2007	Déposé auprès de la FERC; sous réserve de l'approbation par la FERC de l'installation de GNL à proximité
Cheniery (Sabine Pass Pipeline)	Installation de GNL Sabine Pass, LA	Sud-Ouest	2 700	2007	Déposé auprès de la FERC; sous réserve de l'approbation par la FERC de l'installation de GNL à proximité
Sempra (Cameron Pipeline)	Installation de GNL Cameron, LA	Sud-Ouest	1 500	2007	Approuvé pour la FERC
Southern Louisiana	Installation de GNL Lake Charles, LA	Sud-Ouest	900	2005	Saison de présentation des demandes
Tractebel (Calypso Pipeline)	Installation de GNL Tractebel, Bahamas	Sud-Est	832	2006	Approuvé pour la FERC; construction sous réserve de l'approbation de l'installation de GNL
AES (Ocean Express Pipeline)	Installation de GNL AES Corp., Bahamas	Sud-Est	842	2007	Approuvé pour la FERC; construction sous réserve de l'approbation de l'installation de GNL
Seafarer Pipeline	Installation de GNL High Rock, Bahamas	Sud-Est	750	2008	Déposé auprès de la FERC; construction sous réserve de l'approbation de l'installation de GNL
Cypress Natural Gas Pipeline	Géorgie	Sud-Est	310	2007	Saison de présentation des demandes
<b>TOTAL</b>			<b>10 534</b>		
<b>Sources:</b> Publications sectorielles, Sites Web d'entreprises, et consultants divers.					

## Propositions de gazoduc majeur en Amérique du Nord

Entreprise (Pipeline)	Point de réception	Point de livraison	Capacité (10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> /jour)	Date d'entrée en service	Situation
<b>Canada</b>					
Westcoast (Expansion Southern Mainline)	Macleod Lake, Colombie-Britannique	Colombie-Britannique	200	S/O <sup>1</sup>	Approuvé par l'ONÉ (2003) Projet annulé
Maritimes & Northeast Pipeline (Expansion Phase IV)	Nouvelle-Écosse	Canada et le Nord-Est des É.-U.	400	S/O	Approuvé par l'ONÉ (2002) Projet retardé
Georgia Strait Crossing (GSX)	Huntingdon, C.-B.	Île de Vancouver	190	S/O	Approuvé par l'ONÉ (2003) Projet retardé
EnCana (Ekwan Pipeline)	Fort Nelson, C.-B.	Alberta	418	2004	Approuvé par l'ONÉ (2003)
Mackenzie Gas Project	Territoires du Nord-Ouest	BSOC	1,000	2009	À l'étude
El Paso (Blue Atlantic)	Nouvelle-Écosse	Canada et le Nord-Est des É.-U.	1,000	S/O	Projet différé
Northwinds Pipeline	Ontario	Le Nord-Est des É.-U.	500	S/O	S/O
<b>Total, Capacité maximum</b>			<b>3,708</b>		
<b>Alaska</b>					
Gazoduc Alaska	Versant nord de l'Alaska	Alberta	4,000	2018	À l'étude
<b>Rocheuses américaines</b>					
Entrega Gas Pipeline	Colorado	Midwest	1,300	2005	Avis d'intention à déposer auprès de la FERC
Expansion Kern River	Wyoming	Côte du Pacifique	500	2006	Saison de présentation des demandes
<b>Total, Capacité maximum</b>			<b>1,800</b>		
<b>Le Nord-Est des É.-U.</b>					
Millenium Phase I	New York	Nord-Est	500	2006	Approuvé pour la FERC
Duke Energy et Keyspan (Islander East)	Connecticut	Nord-Est	260	2004	Projet en suspens dans l'attente des permis nécessaires de l'État
<b>Total, Capacité maximum</b>			<b>760</b>		
<b>Le Sud-Est des É.-U.</b>					
Dominion (Greenbrier Pipeline)	Virginie occidentale	Sud-Est	600	2007	Prolongation de 24 mois
Gulf Pines Pipeline	Virginie occidentale	Sud-Est	600	2007	Projet annoncé
Gulfstream Pipeline	Alabama	Sud-Est	1,000	2004	En construction
<b>Total, Capacité maximum</b>			<b>2,200</b>		
<b>TOTAL, TOUTES REGIONS</b>			<b>12,468</b>		
<b>Sources:</b> Publications sectorielles, Sites Web d'entreprises, et consultants divers. <b>Nota:</b> <sup>1</sup> S/O est 'sans objet' ou 'inconnu.'					

Selon la prévision « consensuelle », la demande nord-américaine de gaz naturel est censée passer de 24,8 billions de pi<sup>3</sup> en 2003 à 33 en 2020. Il sera nécessaire de construire des pipelines qui achemineront le gaz naturel aux carrefours des marchés afin de répondre à la demande accrue de ces derniers.

En août 2004, on dénombrait 15 importants projets pipeliniers en Amérique du Nord, dont la capacité cumulée s'établirait à près de 12,5 milliards de pi<sup>3</sup> par jour, bien qu'il y ait fort à parier que certains projets ne verront jamais le jour.

Les hausses de capacité projetées, ventilées par région, se présentent comme il suit : Canada, 3,7 milliards de pi<sup>3</sup> par jour; Alaska, 4; Rocheuses américaines, 1,8; Nord-Est des États-Unis, 0,76; Sud-Est des États-Unis, 2,2.

En octobre 2004, les promoteurs du projet gazier Mackenzie ont déposé l'énoncé des incidences environnementales et les demandes réglementaires auprès des autorités compétentes.

La production de gaz naturel dans le delta du Mackenzie est censée débuter en 2009, auquel moment sa capacité sera de 1 milliard de pi<sup>3</sup> par jour.

Selon l'EIA, la production de gaz naturel en Alaska débutera en 2018, année où 4 milliards de pi<sup>3</sup> par jour de gaz seront acheminés aux marchés du Canada et des 48 États du Sud du continent nord-américain.

## ***Bibliographie et sources***

1. *Natural Gas Monthly*, Energy Information Administration (EIA), avril et mai 2004.
2. *Annual Energy Outlook 2004*, EIA, janvier 2004.
3. *Natural Gas Annual 2002*, EIA, janvier 2004.
4. *Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves 2002 Annual Report*, EIA, decembre 2003.
5. *Electric Power Monthly*, EIA, mars 2004.
6. *Monthly Energy Review*, EIA, mars 2004.
7. *Guide statistique de l'énergie*, Statistique Canada et Ressources naturelles Canada (RNCan).
8. *Natural Gas Sales (Preliminary)*, Statistique Canada.
9. *Statistical Handbook 2002*, Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP).
10. *US Onshore and State Offshore Natural Gas Resource Estimates*, United States Geological Survey (USGS) site web: [www.usgs.gov](http://www.usgs.gov)
11. *US Federal Offshore Natural Gas Resource Estimates*, United States Department of the Interior, Minerals Management Service site web: [www.mms.gov](http://www.mms.gov)
12. *Weekly Storage Reports*, Gas Daily, citant des sondages de l'EIA et Enerdata sur les volumes de stockage au Canada et aux États-Unis (Antérieurement de l'American Gas Association (AGA) et l'Association canadienne du gaz (ACG)).
13. *Climate Prediction Centre: Historical Degree Days*, National Oceanographic and Atmospheric Administration (NOAA), site web: [www.cpc.ncep.noaa.gov](http://www.cpc.ncep.noaa.gov).
14. *Canadian Natural Gas Focus*, GLJ Energy Publications Inc. (antérieurement Brent Friedenbergs Associates).
15. *Baker Hughes Rig Counts*, Baker Hughes, site web: [www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com).
16. *Transport et distribution du gaz naturel*, publication n° 55-002 au catalogue de Statistique Canada.
17. *Approvisionnement et disposition du pétrole brut et du gaz naturel*, publication n° 26-006 au catalogue de Statistique Canada.
18. *Taux de Change*, Banque du Canada, site web: [www.bankofcanada.ca](http://www.bankofcanada.ca).
19. *Statistiques sur les exportations, inédit*, Office national de l'énergie (ONÉ).
20. *Daily Oil Bulletin*, site web de Nickle's: [www.dailyoilbulletin.com](http://www.dailyoilbulletin.com).
21. *Texas Petrofacts*, Texas Railroad Commission (RRC), site web: [www.rrc.state.tx.us](http://www.rrc.state.tx.us).
22. *Production énergétique du gisement extracôtier de l'île de Sable*, Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNÉHE), site web: [www.cnsopb.ns.ca](http://www.cnsopb.ns.ca).
23. *L'avenir énergétique au Canada, scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*, ONÉ, juillet 2003.
24. *Ressources en gaz naturel classique au Canada*, ONÉ, avril 2004.
25. *Alberta's Reserves 2003 and Supply Demand Outlook 2004-2013*, Alberta Energy and Utilities Board, juin 2004.
26. *Potential Supply and Costs of Natural Gas in Canada*, Institut canadien de recherche énergétique (ICRÉ), juin 2003.
27. *Données de la production gazière de Ladyfern*, Commission du pétrole et du gaz de la C.-B., site web: [www.ogc.gov.bc.ca/default.asp](http://www.ogc.gov.bc.ca/default.asp)
28. Divers consultants au service du Ministère