

Gaz naturel canadien
Revue de 1998 et perspectives jusqu'en 2005

Avril 1999

Division du gaz naturel
Direction des ressources énergétiques
Secteur de l'énergie
Ressources naturelles Canada

Gaz naturel canadien : Revue de 1998 et perspectives jusqu'en 2005 est un document de travail annuel préparé par la Division du gaz naturel de Ressources naturelles Canada. Le document contient des résumés descriptifs des tendances nord-américaines dans l'industrie du gaz naturel, y compris la demande, l'offre, le stockage, les flux de gaz, les prix, les capacités de transport, ainsi que les volumes, les prix et les revenus d'exportation du gaz canadien.

À titre de conseillers sur le gaz naturel auprès du ministre de Ressources naturelles Canada, nous publions le présent rapport afin d'obtenir des commentaires au sujet de nos interprétations des questions concernant le gaz naturel et pour amorcer le dialogue avec les représentants de l'industrie. Le rapport sert aussi d'intrant à d'autres rapports de RNCan tels que *Perspectives énergétiques du Canada*.

Le format du présent rapport a été modifié cette année pour en faciliter la lecture. Les conclusions sont résumées à la section Sommaire. Le corps du rapport donne d'autres détails en utilisant des tableaux, des graphiques et de brèves explications sur chaque domaine d'intérêt. Tous les prix sont indiqués en dollars américains à moins d'indication contraire.

Plusieurs 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 proviennent de l'Office national de l'énergie (ONE), de la Energy Information Administration (EIA), et de Statistique Canada.

Pour obtenir un exemplaire du présent rapport, veuillez communiquer avec nous par téléphone au (613) 992-9612 ou par télécopieur au (613) 995-1913. Vous pouvez aussi avoir accès à notre rapport via notre site Web à l'adresse suivante : www.nrcan.gc.ca/es/erb/ngd/, comme tous les autres rapports de la Division du gaz naturel.

Toute question ou observation à propos de ce rapport est bienvenue. Les commentaires d'ordre général peuvent être faits à John Foran au (613) 992-0287. Les questions portant sur une section précise peuvent être adressées à son auteur.

Bruce Akins	(613) 943-2214 bakins@nrcan.gc.ca	Le bogue de l'an 2000 et le gouvernement canadien
Lisanne Bazinet	(613) 995-5849 lbazinet@nrcan.gc.ca	Demande, Flux, Gazoducs, Exportations, Ventes canadiennes, Distribution du gaz naturel dans les Maritimes
Michel Chénier	(613) 992-8377 mchenier@nrcan.gc.ca	Maritimes & Northeast Pipeline, Sable Offshore Energy
John Foran	(613) 992-0287 jforan@nrcan.gc.ca	Demande, Offre, Stockage, Prix, Flux, Gazoducs
Martin Lamontagne	(613) 992-4985 mlamontagne@nrcan.gc.ca	Politiques de renouvellement des contrats de TCPL, Ontario — Nouveau cadre concurrentiel, Situation du nucléaire en Ontario
Pat Martin	(613) 995-0422 pmartin@nrcan.gc.ca	Westcoast Energy Inc. — Cadre de réglementation Fusion TCPL-NOVA, Nouvelle structure des prix proposée par NOVA, Accord industriel sur la concurrence et la réglementation dans le secteur des gazoducs

Adresse :

Division du gaz naturel, Direction des ressources énergétiques, Ressources naturelles Canada
17e étage, 580, rue Booth, Ottawa (Ontario) Canada K1A 0E4

Sommaire

Revue de 1998

Les perspectives des producteurs de pétrole et de gaz nord-américains étaient prometteuses au début de 1998. Les prix étaient assez élevés : le gaz naturel à 2,58 \$/million de BTU (fermeture de décembre du NYMEX), et le pétrole brut à 18,30 \$/baril (West Texas Intermediate). Bien que l'hiver 1997-1998 ait été plus doux que la normale à cause d'El Niño, on prévoyait que l'hiver suivant serait un hiver plus froid (La Niña).

On prévoyait que la demande de gaz augmenterait de 2 % par an, surtout à cause de la demande croissante de gaz pour la production de l'électricité. On prévoyait que les prix du gaz demeureraient fermes, et le forage gazier était donc élevé. Au Canada, les prix du gaz naturel, à 1,24 \$/million de BTU, étaient bien inférieurs aux prix NYMEX, mais on s'attendait généralement à ce que la nouvelle capacité d'exportation diminuerait l'écart des prix.

À la fin de 1998, seule la dernière prévision – la diminution de l'écart de prix Canada-US – s'était réalisée. Des événements s'étaient combinés pour réduire les prix, diminuer la demande et réduire le forage en 1998.

Le premier grand changement a été un autre hiver plus clément, qui a diminué de plus de 500 10^9 pi^3 la charge de chauffage. La forte baisse de la demande industrielle explique aussi cette situation; aux États-Unis, la demande industrielle a baissé de 381 10^9 pi^3 , et, au Canada, de 87 10^9 pi^3 . Au total, la demande américaine de gaz a baissé de 683 10^9 pi^3 , alors que la demande canadienne baissait de 192 10^9 pi^3 .

En 1998, un autre événement important a été la chute des prix mondiaux du pétrole brut : on a commencé à constater qu'ils demeureraient bas pendant un certain temps. Le West Texas Intermediate (WTI) s'est approché de 10 \$/baril, mais son prix moyen a été de 14,40 \$/baril, soit 30 % de moins qu'en 1997.

L'effondrement du prix du pétrole brut a eu plusieurs conséquences : les produits pétroliers sont devenus plus compétitifs avec le gaz dans certains marchés industriels, réduisant la demande de gaz; les prix nord-américains du gaz ont diminué, et les producteurs de gaz naturel (dont la plupart produisent aussi beaucoup de pétrole), ont vu leurs flux de liquidités diminuer, provoquant une réduction des activités de forage et d'exploitation en 1998.

Un facteur contextuel important sur les marchés du gaz en 1998 a été l'augmentation de la capacité de production à la tête de puits entre 1996 et 1998, notamment dans la région de la côte du Golfe. Les niveaux élevés de forage à partir de 1996 jusqu'au premier semestre de 1998 ont créé une capacité de production à la tête de puits qui dépassait les besoins du marché.

Les niveaux de stockage ont augmenté, reflétant la faible demande et la surcapacité de production. Le 1^{er} janvier 1999, le niveau de stockage de gaz aux États-Unis étaient de 2 645 10^9 pi^3 , soit 587 10^9 pi^3 plus élevés que l'année précédente. Les niveaux de stockage au Canada ont aussi augmenté, atteignant 427 10^9 pi^3 le 1^{er} janvier 1999, comparativement à 341 10^9 pi^3 l'année précédente.

Le surplus de gaz, la faible demande, les niveaux de stockage élevés et les bas prix du pétrole ont fait baisser les prix du gaz aux États-Unis en 1998. Les prix moyens NYMEX du gaz en 1998 étaient de 19 % moins élevés qu'en 1997. Alors que le prix NYMEX le plus élevé en 1997 (en janvier) était de 4,00 \$/million de BTU, le prix plafond en 1998 (en juillet) n'a été que 2,36 \$/million de BTU.

En raison des faibles prix, les forages gaziers aux États-Unis ont considérablement diminué. À la fin de 1998, le forage gazier dans la zone extracôtière du Golfe avait baissé de 36 % par rapport aux niveaux les plus élevés atteints en 1997. Comme ce fut le cas au cours des autres périodes de faibles prix du gaz et de forages réduits, la production est demeurée stable ou a baissé dans les zones où les coûts sont élevés, telles que la côte du Golfe et le centre du continent (augmentant de 1 10^9 pi^3 et baissant de 132 10^9 pi^3 respectivement). Alors que la production dans les zones où les coûts sont moins élevés, soit les Rocheuses et l'Ouest du Canada, augmentait de 172 et 110 10^9 pi^3 respectivement.

Les prix du gaz canadien (c.-à-d. le prix au comptant AECO) ont entamé 1998 à 1,24 \$/million de BTU (1,68 \$CAN le Gigajoule), ce qui était moins que la moitié du prix NYMEX de décembre 1997. Cette situation a changé à la fin de 1998 avec l'expansion de 690 $10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ du gazoduc Northern Border et l'expansion de 320 $10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ du gazoduc de TransCanada PipeLines Ltd. (TCPL).

La situation du marché du gaz canadien est passée d'un surplus connu à une perception que les acheteurs canadiens de gaz et les acheteurs américains seraient en concurrence pour l'offre canadienne limitée. Les prix du gaz canadien ont commencé à être établis aux É.-U., en dollars américains, plutôt qu'au Canada.

L'écart du prix NYMEX/AECO reflétait cette situation, diminuant énormément au cours de l'année. En décembre 1997, le prix AECO était de 1,34 \$ inférieur au prix NYMEX. En décembre 1998, le prix AECO n'était que de 0,23 \$ moins élevé que celui du NYMEX.

Cela aurait entraîné normalement une forte augmentation des prix canadiens, mais le lien entre les prix canadiens et américains du gaz a eu lieu au moment où les prix américains baissaient. Il en a résulté, comme effet net, que les prix canadiens n'ont été que de 2 % plus élevés en 1998 qu'en 1997 sur la

base de \$US/million de BTU. En termes de \$CAN/GJ (base de la plupart des achats de gaz au pays), l'affaiblissement du dollar canadien s'est traduit par une hausse de 9 % des prix canadiens, qui sont passés de 1,75 \$CAN à 1,92 \$CAN.

Le resserrement de l'offre de gaz en Alberta à la fin de 1998 peut avoir été autant une question de perception que de réalité. En 1998, les niveaux de stockage de gaz de l'Alberta étaient complets et l'approvisionnement de gaz étaient suffisantes pour satisfaire à la demande nationale et remplir la capacité des gazoducs à l'exportation. Par exemple, malgré la grande augmentation de la capacité du gazoduc Northern Border, le facteur de charge du gazoduc est demeuré à environ 97 % depuis son expansion.

De plus, les mesures de la capacité de production des puits de gaz effectuées par Alberta Energy & Utilities Board montrent que la grande marge entre la capacité de production et la demande est conservée.

Contrairement à leurs homologues américains, les producteurs canadiens ont continué à forer un grand nombre de puits de gaz en 1998. Le total des puits de gaz forés au Canada en 1998 a atteint 4 600, semblable au total en 1997. Il y en aurait eu probablement plus, si les flux de liquidité des producteurs n'avaient diminué à cause des prix plus faibles du pétrole, ce qui a ralenti l'activité du secteur gazier.

En 1998, les volumes à l'exportation de gaz canadien aux É.-U. ont augmenté de 6 % ou de $188 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$. Bien que la capacité des gazoducs destinée à l'exportation aient augmenté de $1 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{jour}$ en 1998, cette capacité n'est pas entrée en service avant la fin de l'année. Les exportations ont augmenté principalement en utilisant la capacité existante pendant toute l'année à des facteurs de charge encore plus élevés qu'en 1997. Les exportations représentent maintenant 54 % de la production gazière canadienne, le pourcentage le plus élevé jusqu'à présent.

Bien que les prix du gaz au Canada en 1998 aient augmenté jusqu'au niveau des prix aux États-Unis, la baisse du prix américain a provoqué des baisses de prix et de rentrées nettes pour les exportateurs canadiens. Les prix moyens d'exportation à la frontière internationale ont diminué à 1,91 \$/million de BTU, une baisse de 10 % par rapport à 1997. Les rentrées nettes ont aussi baissé de 10 % à 1,58 \$/million de BTU.

En 1998, les rentrées nettes des ventes à l'exportation sont demeurées, en moyenne, bien supérieures aux rentrées nettes des ventes de gaz au Canada, qui étaient à 1,26 \$/million de BTU. Cette année, le Nord-Est des États-Unis a fourni les rentrées nettes les plus élevées aux producteurs canadiens, soit 1,67 \$/million de BTU en moyenne. Cependant, étant donné la diminution de l'écart de prix Canada-É.-U., les rentrées

nettes canadiennes atteignaient la parité avec les rentrées nettes d'exportation, en novembre 1998.

Ainsi, l'impact des volumes plus élevés et de l'augmentation des prix canadiens a surpassé l'impact des prix plus faibles à l'exportation. Le revenu des producteurs canadiens pour le gaz à la sortie de l'usine a légèrement augmenté à 12,3 milliards \$CAN en 1998 par rapport à 12,1 milliards \$CAN en 1997.

Perspectives à court terme (jusqu'en 2000)

À court terme, un changement rapide des conditions du marché demeure possible. Les bas niveaux des prix américains du pétrole et du gaz ont énormément réduit le forage gazier et la capacité excédentaire de production. Les prix américains du gaz sont maintenant susceptibles de connaître une forte augmentation. Un retour à des températures hivernales normales ajouterait environ $180 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ à la demande nord-américaine et des conditions climatiques plus froides feraient augmenter davantage la demande. Finalement, des augmentations des prix mondiaux du pétrole (qui semblent s'imposer) pourraient amener certains consommateurs industriels à revenir au gaz.

Cette augmentation anticipée des prix pourrait être encore plus forte si les responsables du stockage de gaz américain décidaient d'entreposer moins que l'an dernier. Les responsables du stockage ont subi des pertes l'an passé en obtenant des prix inférieurs aux prix d'achat pour le gaz puisé de stockage.

Perspectives à moyen terme (jusqu'en 2005)

Notre perspective à moyen terme (jusqu'en 2005) n'a que légèrement changé par rapport à l'an passé. Notre hypothèse sous-jacente, qui est partagée par plusieurs intervenants de l'industrie gazière, indique que la demande continuera d'augmenter de 2 % par an, principalement en raison des augmentations de la consommation des services publics d'électricité (SPE) et des secteurs industriels. Les plus fortes augmentations de la demande annuelle proviendront de la côte du Golfe américain, du Canada, du Nord-Est des États-Unis, du Midwest, de l'Atlantique sud et de l'Ouest.

La plus grande partie de l'offre additionnelle proviendra de trois régions : de la côte du Golfe (augmentation annuelle de production de $1 858 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ au cours de la période 1998 à 2005), du Canada (augmentation de $1 553 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) et des Rocheuses (augmentation de $780 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$). En ce qui concerne les flux de gaz dans les gazoducs, notre scénario de base est le suivant :

L'augmentation de la production dans les **Rocheuses** satisfera la plus grande partie de la demande dans l'Ouest américain ($520 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) et dans les Rocheuses ($166 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$). La capacité maximale des gazoducs canadiens acheminant le gaz vers l'Ouest américain est déjà relativement atteinte et aucune nouvelle

Sommaire

capacité n'est attendue. De plus, au cours de 1998, les rentrées nettes des producteurs canadiens tirées des exportations vers le marché de l'Ouest américain ont été les plus faibles.

La production plus élevée provenant de la **côte du Golfe** satisfera toute la demande additionnelle de l'Atlantique sud ($615 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$), dans la côte du Golfe elle-même ($748 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) et au centre du continent ($108 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$), et elle remplacera aussi la perte de $407 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ de la production du centre du continent. En tout, ces régions absorberont presque toutes les augmentations prévues de la production de la côte du Golfe.

L'augmentation de la production au **Canada** va combler l'augmentation de la demande dans le Midwest ($795 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$), dans le Nord-Est ($791 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$), et au Canada ($785 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$). Les gazoducs de l'Ouest canadien vers le Midwest, le Nord-Est et l'Est du Canada sont en construction afin de servir les marchés de ces régions.

En ce qui concerne les prix, la côte du Golfe (NYMEX) devrait continuer à produire le prix de référence du gaz en Amérique du Nord. La région de la côte du Golfe est un fournisseur à coût élevé et le fournisseur marginal pour la plupart des marchés nord-américains. Le gaz de la côte du Golfe est celui qui doit être acheté le dernier afin d'équilibrer le marché, alors il établit le prix marginal du marché.

Aussi longtemps qu'un marché nécessite un volume provenant du Golfe, le coût du gaz dans ce marché sera lié au prix du Golfe. Nous nous attendons à ce que les prix dans l'Ouest américain, le Midwest, le Nord-Est, la côte du Golfe et l'Atlantique sud demeurent dictés par la détermination du prix dans la région de la côte du Golfe.

On s'attend à ce que le gaz canadien soit un preneur de prix dans les marchés du Midwest et du Nord-Est puisque ces marchés vont continuer à avoir besoin d'un certain volume de gaz provenant de la côte du Golfe. Dépendant de l'évolution de la production, les prix du marché canadien pourraient demeurer liés aux prix américains établis à la fin de 1998, ou pourraient baisser sous les prix américains. Une telle éventualité se produirait si l'augmentation des capacités canadiennes d'approvisionnement produisait encore une fois une plus grande capacité que le total de tous les gazoducs destinés à l'exportation plus la demande canadienne.

Un échantillon des prévisions d'experts en ce qui a trait aux prix du gaz montre que les prix américains (NYMEX ou à la tête des puits) augmenteront de 2,11 \$/million de BTU en 1998 à 2,60 \$ (nominaux) en 2005 en moyenne. Les prix canadiens devraient augmenter de 1,46 \$/million de BTU (1,92 \$CAN/GJ) en 1998 à 2,26 \$/million de BTU (2,74 \$CAN/GJ) d'ici 2005 en moyenne.

Les exportations canadiennes de gaz entament encore une fois une période de grande croissance par suite de la construction récente et en cours de gazoducs. Nous prévoyons que les exportations atteindront $3,9 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ d'ici 2005.

Étant donné l'augmentation des exportations, la croissance de la demande intérieure de gaz et des prix du gaz plus élevés aux États-Unis, l'aperçu est une forte croissance des revenus des producteurs canadiens. Les revenus pourraient être plus faibles si les prix canadiens se délient encore une fois des prix américains.

Les revenus du gaz à la sortie de l'usine pour les marchés intérieurs et à l'exportation devraient augmenter de 12,3 milliards \$CAN en 1998 à 19,7 milliards \$CAN d'ici 2005.

De même, les revenus du secteur canadien des gazoducs devraient augmenter proportionnellement à cause du débit plus élevé.

Gaz naturel canadien

Revue de 1998 et perspectives jusqu'en 2005

TABLE DES MATIÈRES

Revue de 1998

Demande de gaz naturel	1
Production de gaz naturel	7
Stockage du gaz naturel	13
Prix du gaz naturel	15
Flux de gaz et capacité des gazoducs	19
Ventes canadiennes à l'exportation et sur le marché intérieur	23

Perspectives jusqu'en 2005

Demande de gaz naturel	27
Offre de gaz naturel.....	31
Prix du gaz naturel	35
Flux de gaz et capacité des gazoducs	39
Ventes canadiennes à l'exportation et sur le marché intérieur	43

Mise à jour concernant la réglementation.....	47
--	-----------

Bibliographie et sources.....	53
--------------------------------------	-----------

Revue de 1998

Demande de gaz naturel

- Demande nord-américaine
- Répartition de la demande
- Changements de la demande régionale et sectorielle
- Degrés-jours de chauffage aux É.-U. et demande du marché captif
- Demande industrielle aux É.-U.
- Demande pour production d'électricité aux É.-U.
- Demande dans l'Ouest canadien – par secteur
- Demande dans l'Est canadien – par secteur

En 1998, la demande totale nord-américaine de gaz a baissé de $875 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ou de 4 % comparativement à 1997. La demande canadienne a baissé de $192 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ou 7 %.

La plus forte baisse de la demande provient du «marché captif» à cause des hivers plus cléments de 1997-1998 et 1998-1999. Le marché captif est composé des secteurs résidentiel et commercial (chauffage des locaux et de l'eau).

La demande industrielle américaine a beaucoup diminué ($381 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ou 4 %) en 1998, suite à la demande stable de 1997.

Comme l'an dernier, la demande des SPE (services publics d'électricité) aux É.-U. a été le seul marché à la hausse, connaissant une croissance de $291 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ou 10 %. La demande des SPE a augmenté de 9 % en 1997.

Tableau 1 :
Demande nord-américaine

	1998 (10^9 pi^3)	1997 (10^9 pi^3)	Différence (10^9 pi^3)	Chang. (%)
Secteur résidentiel É.-U.	4 506	4 984	- 478	-9,6
Secteur commercial É.-U.	3 085	3 223	- 138	-4,3
Secteur industriel É.-U.	8 462	8 843	- 381	-4,3
Servi. publics d'électricité É.-U.	3 259	2 968	291	9,8
Opérations gazières É.-U.	1 975	1 954	21	1,1
Demande intérieure É.-U.	21 289	21 972	- 683	-3,1
Export. américaines de GNL	66	62	4	6,5
Export. améri. vers le Mexique	50	38	12	31,6
Disposition totale É.-U.	21 405	22 072	- 667	-3,0
Secteur résidentiel can.	612	627	- 15	-2,3
Secteur commercial can.	399	413	- 14	-3,5
Secteur industriel can.	993	1 080	- 87	-8,1
Servi. publics d'électricité can.	170	184	- 14	-7,6
Autres secteurs can.	411	472	- 61	-13,0
Demande totale canadienne	2 585	2 777	- 192	-6,9
Demande n.-a. totale	23 874	24 749	- 875	-3,5
Disposition n.-a. totale	23 990	24 849	- 859	-3,5

Sources : EIA, février 1999, Natural Gas Monthly, Guide statistique de l'énergie de RNCan et Statistique Canada (estimation pour novembre et décembre). **NOTA :** disposition nord-américaine totale du gaz ($23 990 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ est $921 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ de moins que l'offre totale nord-américaine ($24 911 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$) à cause de problèmes de comptabilité et de changements des stocks. La demande canadienne comprend les pertes en cours de retraitement (prise d'éthane du gaz de gazoduc).

La carte ci-contre montre la demande de gaz en 1998 selon l'emplacement géographique et le secteur.

Les secteurs résidentiel et commercial ont été combinés dans le marché captif.

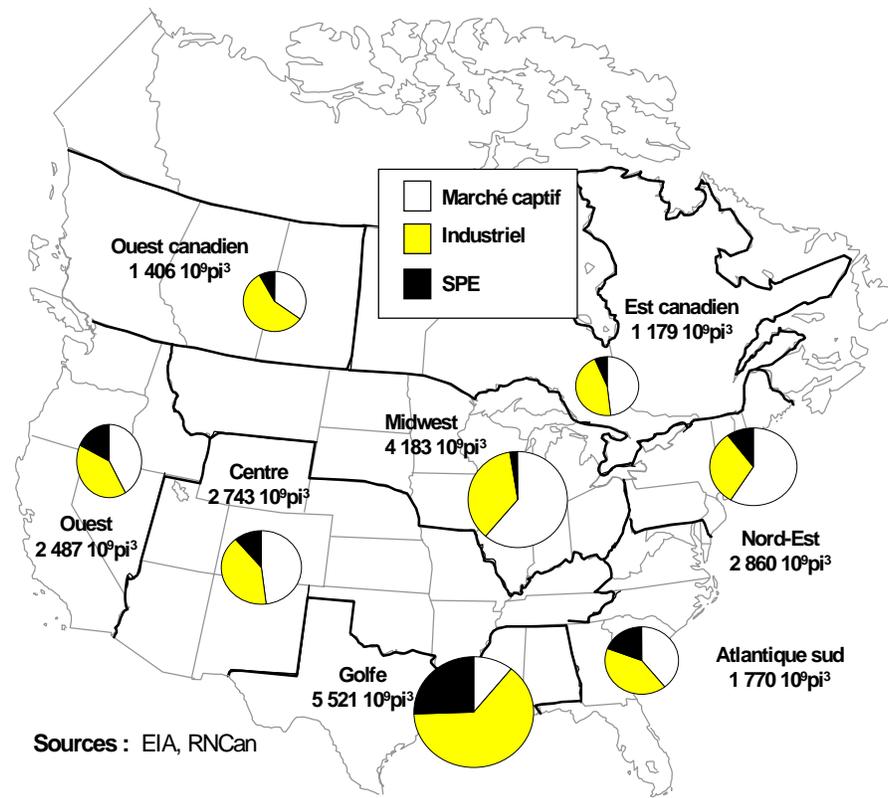
Les cinq plus fortes demandes de gaz selon l'emplacement et le secteur sont les suivantes :

- 1) industrielle de la côte du Golfe;
- 2) captif du MW;
- 3) captif du N.-E.;
- 4) industrielle MW
- 5) SPE du Golfe

Ces demandes représentent 55 % de la demande d'utilisation finale de gaz nord-américaine.

Nota: Les totaux des régions américaines représentent seulement la demande d'utilisation finale (sauf le gaz servant au transport dans les gazoducs) alors que les totaux des régions canadiennes incluent toute la demande de gaz.

Figure 1 : Répartition de la demande



En 1998, la demande a beaucoup varié dans toutes les régions et tous les secteurs.

Les plus grands changements ont été la diminution des charges de chauffage du marché captif dans le Midwest et le Nord-Est, attribuable aux hivers plus cléments en 1997-1998 et en 1998-1999.

La demande du marché captif a augmenté dans l'Ouest à cause du temps plus froid, une situation qui contraste avec les conditions dans l'Est.

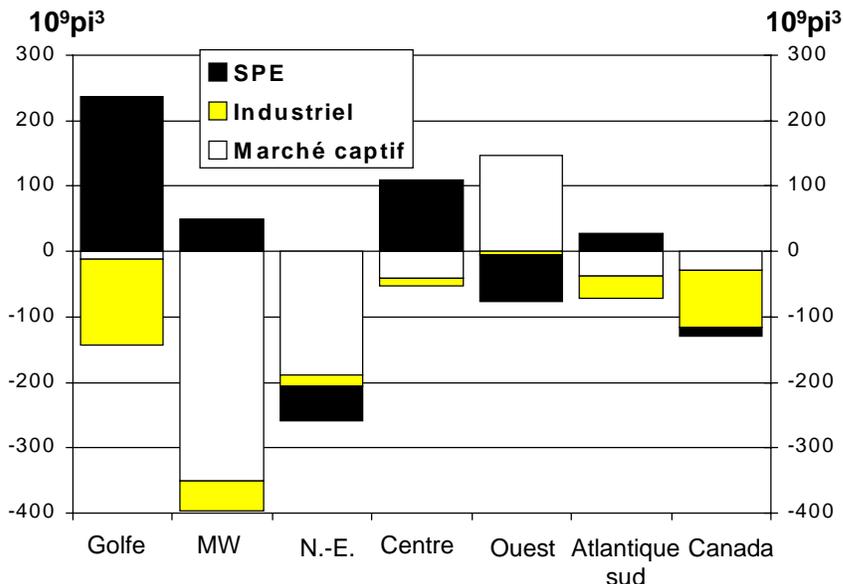
La demande industrielle a baissé dans toutes les régions de l'Amérique du Nord. Les plus grandes baisses ont été enregistrées dans le Golfe, au Canada et dans le Midwest.

Les variations enregistrées par la demande des SPE ont été en général positives, plus particulièrement dans le Golfe (augmentation de $237 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$) et dans le centre (augmentation de $109 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$). La demande des SPE était en baisse dans l'Ouest, à cause des augmentations de la production hydroélectrique, et en baisse dans le Nord-Est.

Au Canada, la demande était en baisse dans tous les secteurs.

Figure 2 :

Variations de la demande régionale et sectorielle



Sources : EIA, RNCAN. La consommation des producteurs et le gaz servant à l'exploitation du gazoduc ne sont pas présentés.

La figure ci-contre montre les degrés-jours de chauffage (DJC) aux É.-U. et la demande de gaz du marché captif (secteurs résidentiel et commercial).

La demande du marché captif américaine est entièrement menée par les DJC. Les autres facteurs (systèmes de chauffage plus efficaces, et nouveaux clients) se contrebalancent.

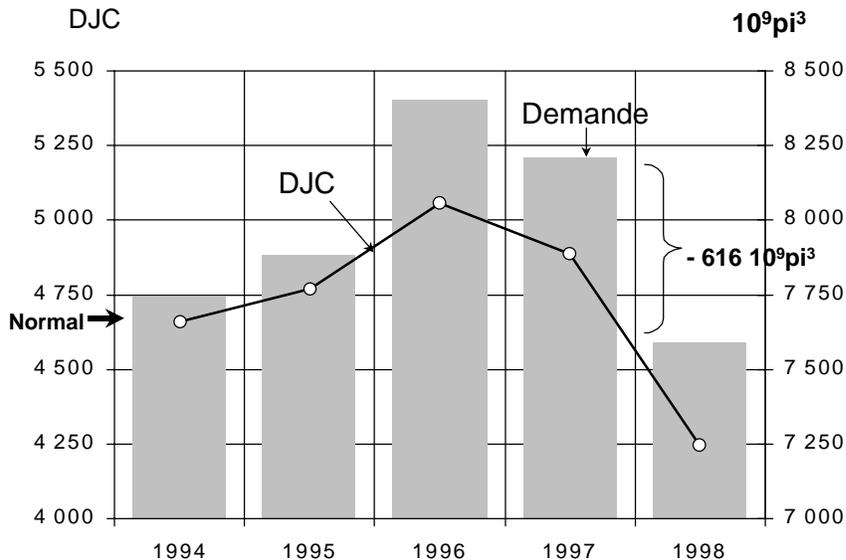
En 1998, les DJC aux É.-U. ont baissé de 13 % à cause des hivers plus cléments en 1997-1998 et en 1998-1999.

La demande du marché captif a baissé de 8 % ou de $616 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$. Cette baisse équivaut à 3 % de la demande totale de gaz aux É.-U. Cette perte de charge de chauffage a été le plus grand facteur dans les marchés nord-américains du gaz en 1998.

La forte diminution de la demande était attribuable à une année (1998) plus chaude que la normale, après une année plus froide que la normale (1997). Le retour à un climat normal (celui d'une moyenne de 40 ans) en 1999 produirait une augmentation de la demande du marché captif aux É.-U. d'environ $150 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ par rapport aux niveaux de 1998.

Figure 3 :

DJC aux É.-U. et demande du marché captif



Sources : EIA, NOAA

Les chiffres sur la demande industrielle de gaz tel que mesurée par EIA comprennent le gaz consommé pour la production industrielle d'électricité qui se nomme aussi «production non publique d'électricité».

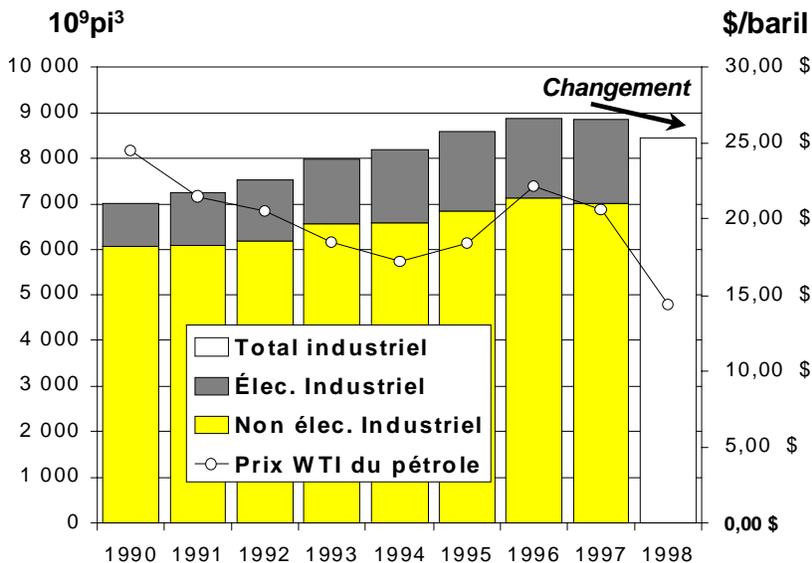
Au cours de la période de 1990 à 1996, la demande a beaucoup augmenté, passant de 200 à 250 10^9pi^3 par an. Une partie de cette croissance a servi à produire de l'électricité.

Cependant, la croissance de la demande industrielle de gaz est actuellement nulle. La demande industrielle américaine a diminué de 408 10^9pi^3 par rapport à son sommet de 1996.

La côte du Golfe compte pour 38 % de la demande totale industrielle de gaz aux É.-U. et les plus grandes pertes de la demande industrielle en 1998 ont eu lieu dans cette région.

Le facteur le plus important auquel peut être attribuée la diminution de la demande industrielle est l'effondrement des prix du pétrole. Les prix du WTI sont passés de 21,31 \$ le baril en octobre 1997 à 11,31 \$ en décembre 1998.

Figure 4 :
Demande industrielle aux É.-U.



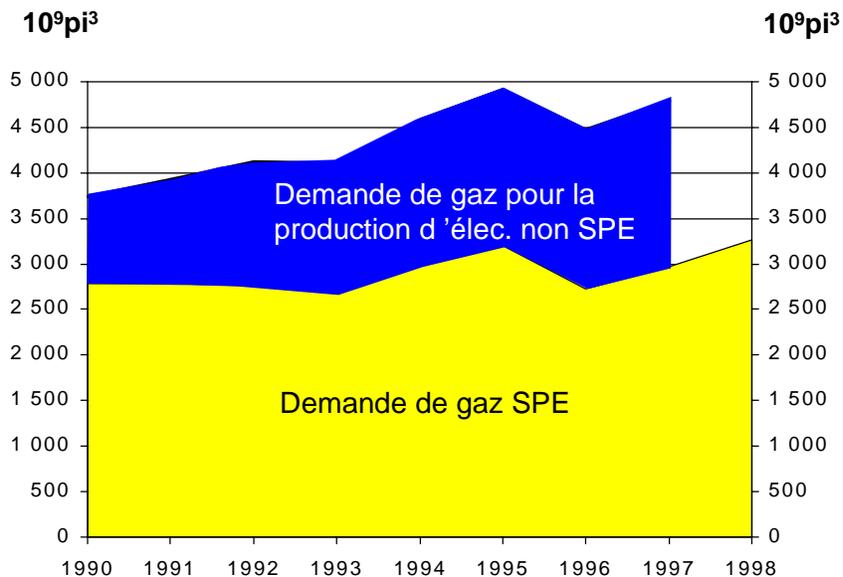
Sources : EIA, PIRA

Les données sur la demande utilisées par EIA concernant la production d'électricité comprennent seulement celles des services publics d'électricité (SPE) et excluent la production industrielle/non publique d'électricité.

Le graphique montre à la fois la demande de gaz pour les SPE et la demande pour la production d'électricité qui ne provient pas des services publics. La plus grande partie de la croissance de la demande pour la production d'électricité a été celle du secteur autre que des services publics. Cette demande pour la production industrielle qui n'est pas des services publics d'électricité est présentée ici parce qu'il sera plus difficile de la distinguer de la demande des SPE à l'avenir, étant donné que les services publics vendent des centrales électriques à des compagnies qui ne sont pas des services publics et pour d'autres facteurs. La demande qui ne provient pas des services publics en 1998 n'est toujours pas quantifiée.

La demande des SPE a augmenté pour la deuxième année consécutive. Au cours de la période de 1996 à 1998, la demande des SPE a augmenté de 527 10^9pi^3 , soit une croissance moyenne de 9 % par an.

Figure 5 :
Demande de gaz pour production d'électricité aux É.-U.



Source : EIA, PIRA

Le secteur industriel représente la plus importante demande dans l'Ouest canadien. Cela comprend des industries telles que les pâtes et papier, l'exploitation minière et métallurgique, la production d'engrais et de ciment, les produits pétrochimiques (tels que le méthanol et l'éthylène), la récupération améliorée du pétrole, l'extraction du bitume et les raffineries de pétrole.

La demande de gaz dans l'Ouest canadien a baissé de 6 % en 1998. La majeure partie de cette réduction a été dans le secteur industriel. La demande du marché captif a légèrement baissé suite à une baisse de 3 % des DJC.

Le secteur des SPE (services publics d'électricité) englobe tout le gaz transformé en électricité.

La catégorie « Autre » désigne le combustible servant à l'exploitation des gazoducs et les « pertes en cours de retraitement », qui constituent une forme de demande de gaz. Les pertes se produisent lorsque les usines de chevauchement extraient l'éthane du gaz de pipeline.

Tableau 2 :
Demande dans l'Ouest canadien – par secteur
10⁹pi³

1998	Résidentiel	Commercial	Industriel	SPE	Autre	Total
Janvier	42,1	23,9	62,7	8,5	36,7	174,0
Février	31,1	17,7	46,1	6,3	29,7	130,8
Mars	33,4	18,8	49,7	6,8	33,1	141,7
Avril	16,6	10,1	49,4	8,3	23,1	107,6
Mai	14,8	9,0	43,4	7,4	21,7	96,4
Juin	13,3	8,0	40,0	6,7	19,5	87,6
Juillet	7,7	4,3	40,5	8,9	26,2	87,5
Août	7,8	4,3	41,4	9,0	29,0	91,5
Septembre	8,3	4,5	43,3	9,4	28,3	93,7
Octobre	20,9	12,1	45,8	7,8	26,2	112,9
Novembre	28,9	16,6	48,3	8,7	28,3	131,0
Décembre	37,8	21,7	52,2	9,6	29,9	151,3
Total 1997	260,9	151,5	604,8	102,9	371,0	1491,2
Total 1998	262,7	151,1	562,8	97,5	331,8	1406,0
Différence	1,8	-0,4	-42,0	-5,4	-39,2	-85,2
% chang.	0,7%	-0,2%	-6,9%	-5,3%	-10,6%	-5,7%

Source : Guide statistique de l'énergie. Estimation pour novembre et décembre.

Les marchés les plus importants de l'Est du Canada sont les marchés captifs (secteurs résidentiel et commercial). En 1998, la demande du marché captif a baissé de 5 % à cause de la baisse de 19 % des DJC.

Le deuxième secteur en importance est le secteur industriel, qui englobe les pâtes et papier, l'exploitation minière et métallurgique, la production d'engrais et de ciment, les produits pétrochimiques, la fabrication automobile et de pièces automobiles et d'autres industries.

Le gaz transformé en électricité (SPE) a baissé de 11 %, principalement à cause de l'augmentation des prix du gaz.

La catégorie « Autre » désigne principalement le combustible servant à l'exploitation des gazoducs. La catégorie « Autre » demande est négative au cours de certains mois, ce qui s'explique par des différences dans les relevés des données de Statistique Canada.

La demande totale de l'Est du Canada a baissé de 8 % en 1998.

Tableau 3 :
Demande dans l'Est canadien – par secteur
10⁹pi³

1998	Résidentiel	Commercial	Industriel	SPE	Autre	Total
Janvier	55,4	38,4	46,4	6,1	8,9	155,3
Février	48,8	33,2	40,8	5,5	7,6	135,9
Mars	50,1	34,6	42,3	5,6	7,8	140,4
Avril	29,3	19,6	43,1	7,3	-0,7	98,7
Mai	22,2	14,8	32,5	5,5	-0,5	74,6
Juin	17,1	11,8	25,9	4,1	-0,2	58,7
Juillet	7,8	7,1	29,6	5,7	9,4	59,6
Août	7,7	7,0	29,4	5,5	9,2	58,8
Septembre	8,5	7,6	31,9	6,2	10,2	64,3
Octobre	20,3	16,0	27,9	5,0	9,2	78,4
Novembre	36,1	25,3	37,9	7,2	8,4	115,0
Décembre	46,2	32,2	42,4	8,7	9,4	139,1
Total 1997	366,2	261,9	475,4	80,8	101,0	1285,4
Total 1998	349,7	247,8	430,2	72,3	78,8	1178,7
Différence	-16,5	-14,1	-45,3	-8,5	-22,2	-106,7
% chang.	-4,5%	-5,4%	-9,5%	-10,5%	-22,0%	-8,3%

Source : Guide statistique de l'énergie. Estimation pour novembre et décembre.

Revue de 1998

Production de gaz naturel

- Production totale en 1998
- Production régionale de gaz naturel
- Forage gazier aux É.-U.
- Productivité des puits de gaz de la côte du Golfe
- Tendances des réserves de la côte du Golfe
- Forage gazier de l'Ouest canadien
- Productivité des puits de gaz de l'Alberta
- Tendances des réserves de l'Ouest du Canada

Au cours de 1998, l'offre totale nord-américaine de gaz n'a augmenté que de $155 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ou de 0,6 %. La production est menée par la demande. Suite à une plus faible demande de gaz en 1998, les augmentations de production n'étaient tout simplement pas nécessaires.

Étant donné la baisse de la demande, l'augmentation de la production est attribuable à la croissance des stocks. Il y a aussi des problèmes de comptabilité, la production moins les variations des stocks ne correspond pas à la demande.

Les statistiques de la production régionale sont présentées en raison de l'importance des prix régionaux.

Les statistiques sur le forage et la production des régions sont aussi utiles étant donné les grandes différences en termes de productivité des puits d'une région à l'autre (par exemple, les puits du centre du continent produisent en moyenne seulement $125 \cdot 10^3 \text{ pi}^3/\text{j}$ alors que les puits de la zone extracôtière du Golfe ont une production moyenne de $3\,600 \cdot 10^3 \text{ pi}^3/\text{j}$, soit 29 fois plus).

Tableau 4 :
Production totale en 1998

	1998 (10^9 pi^3)	1997 (10^9 pi^3)	Différence (10^9 pi^3)	% Chang.
Golfe - zone terrestre	6 829	6 684	145	2,2
Golfe - zone extracôtière	5 001	5 145	-144	-2,8
Total pour le Golfe	11 830	11 829	1	0,0
Centre continent améric.	2 332	2 464	-132	-5,4
Rocheuses américaines	3 161	2 989	172	5,8
Autres états américains	1 605	1 622	-17	-1,1
Production É.-U. totale	18 927	18 903	24	0,1
Production canadienne	5 765	5 655	110	1,9
Importation de GNL et mexic.	102	95	7	7,4
Supplémentaires	117	103	14	13,6
Total de l'offre n.-a.	24 911	24 756	155	0,6

Sources : Natural Gas Monthly, mars 1999, Statistique Canada/RNCan, MMS

NOTA : Golfe - zone extracôtière comprend seulement la zone extracôtière du Golfe du Mexique. Les données jusqu'à novembre 1998 proviennent du MMS, estimation pour décembre. La production commercialisable canadienne provient de Statistique Canada. Statistique Canada présente normalement la production nette des pertes en cours de retraitement. Les données n'incluent pas les pertes en cours de retraitement.

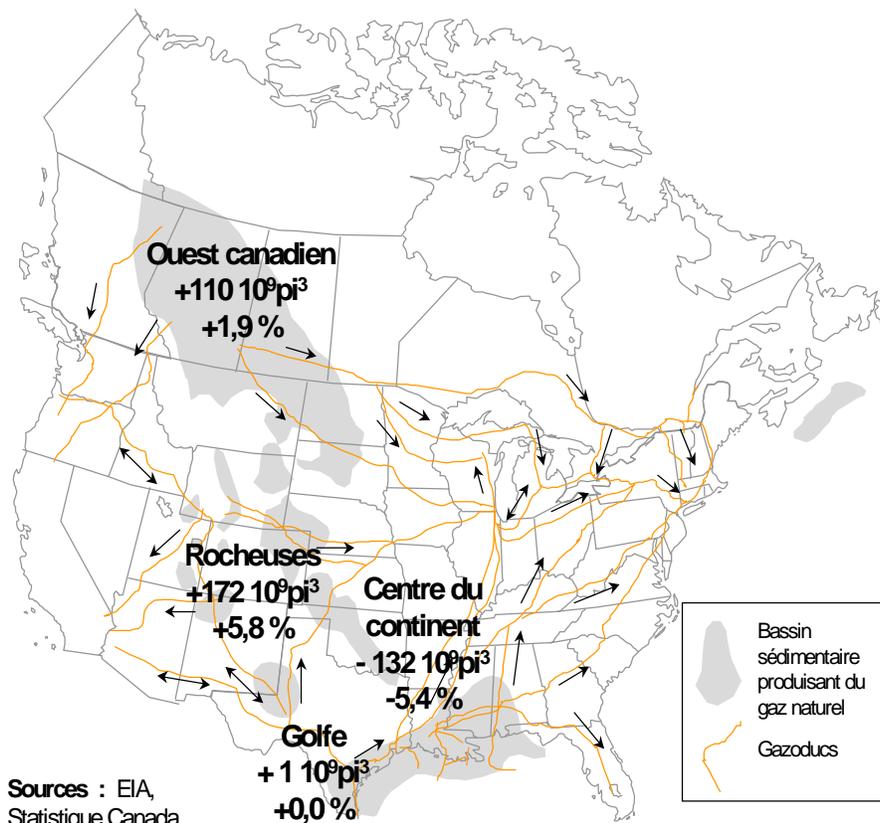
En 1998, les producteurs des Rocheuses (Colorado, Wyoming, Utah, et New Mexico) ont profité d'un meilleur accès aux services pipeliniers pour rejoindre les marchés (voir la section sur les gazoducs). Ils ont accru leur production de $172 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ou 6 %.

Au centre du continent (Arkansas, Kansas, Oklahoma, Missouri) la production a baissé de $132 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ou de 5 %. Compte tenu des prix récents du gaz, les producteurs de cette région ne peuvent remplacer la production. La production a considérablement baissé, chaque année, depuis 1993.

La production de l'Ouest canadien n'a augmenté que de $110 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ (2 %). Une capacité d'exportation insuffisante et la faiblesse de la demande intérieure ont entravé la croissance.

Dans le Golfe (Texas, Louisiane, Alabama et Mississippi), la production est demeurée stable en raison de la faible demande et des prix plus bas. Suite à la chute des prix, les producteurs de cette région ont réduit leur activité de forage et leur production.

Figure 6 : Production régionale de gaz naturel



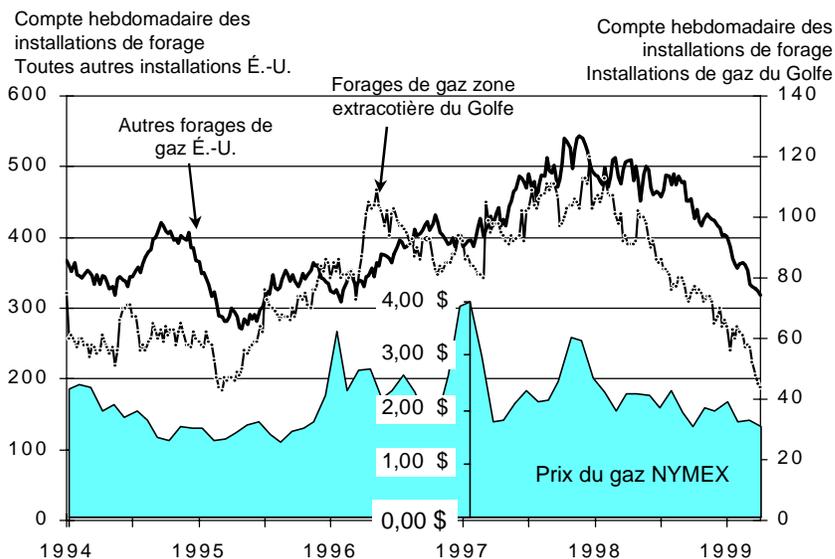
Les activités de forage gazier ont connu des taux élevés en 1996 et 1997 et ont entraîné une surabondance de l'offre considérable au cours de cette période. En 1998, le forage à la recherche de gaz aux É.-U. a considérablement diminué par suite de la baisse des prix.

L'activité a atteint son plafond à la fin de 1997 alors que 110 installations de forage dans la zone extracôtière du Golfe et que 540 installations de forage dans le reste des É.-U. fonctionnaient. Les activités de forage dès le début de 1999 avaient diminué d'environ 40 % par rapport aux sommets, approchant le faible niveau de 1994 à 1995.

La capacité de production des puits de gaz actuellement en opération décline rapidement (jusqu'à 40 % par an). La réduction du forage réduit ainsi rapidement la capacité de production.

La baisse rapide du forage aux É.-U. réduit l'excédent de gaz en Amérique du Nord.

Figure 7 :
Forage gazier aux É.-U.



Source : Baker Hughes

Un excédent s'est constitué au niveau de l'offre aux É.-U. depuis la fin de 1996.

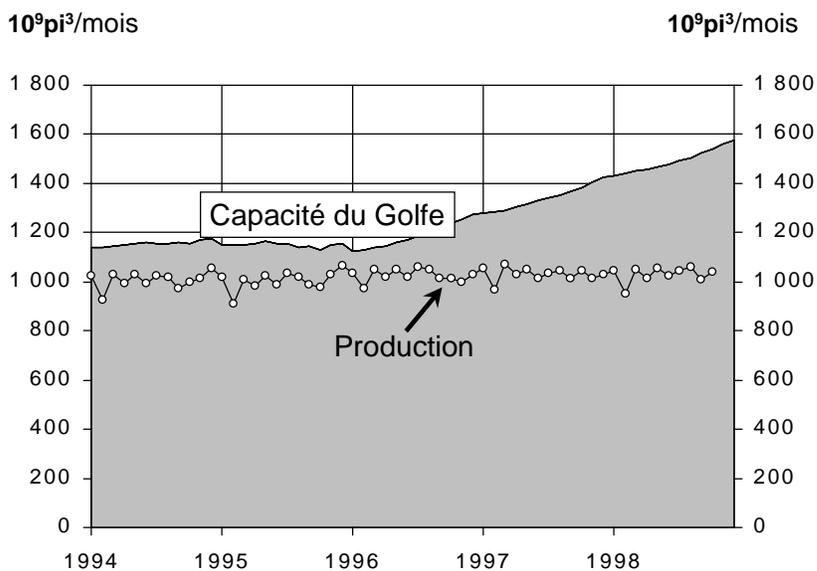
La figure ci-contre présente les estimations de la capacité de production de la côte du Golfe réalisées par l'EIA. Les données de 1996-1998 ont été estimées par l'EIA sur la base des tendances récentes du forage. La capacité de la côte du Golfe est mise en évidence puisqu'elle représente plus de la moitié de la production des É.-U.

La Figure 8 présente la prévision de faible capacité de EIA. Étant donné l'ampleur du ralentissement du forage, les données de capacité sont probablement trop élevées, notamment pour 1998.

Le forage aux É.-U. a atteint des niveaux élevés dès le milieu de 1996 ce qui a eu pour effet d'accroître rapidement la capacité du Golfe.

La demande n'existant pas pour écouler cet excédent, la production est demeurée stable tout au long de la période.

Figure 8 :
Productivité des puits de gaz de la côte du Golfe



Source : EIA

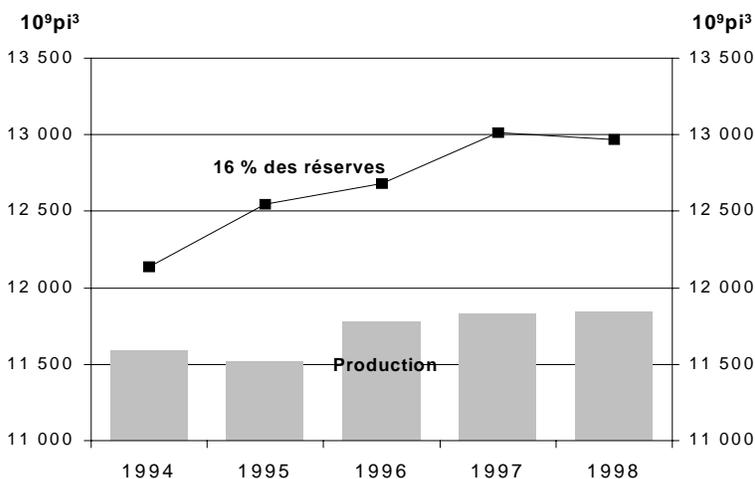
Les tendances des réserves prouvées sont une autre façon d'examiner l'offre de gaz. Les réserves prouvées comprennent le gaz dans les puits déjà forés et représentent les volumes de gaz prévus selon les conditions technologiques et économiques actuelles et anticipées.

Le tableau montre les réserves totales du Golfe, les réserves ajoutées et la production. On y trouve aussi le rapport réserves à production et le pourcentage des réserves produites à chaque an. La production du Golfe n'a jamais dépassé 16 % des réserves. Cela peut être une indication générale de la capacité de production des réserves du Golfe.

Comme le montre le graphique, les réserves du Golfe ont augmenté assez rapidement pour que la production demeure bien au-dessous de la «capacité des réserves» (c.-à-d. la production ne dépasse pas 16 % des réserves).

Figure 9 : Tendances des réserves de la côte du Golfe

Année	Réserves 1 jan. (10 ⁹ pi ³)	Instal. gazières moyenne hebdom.	Réserves ajoutées (10 ⁹ pi ³)	Production de gaz sec pour l'an. (10 ⁹ pi ³)	Rapport RP (années)	% Réserves produites pour l'an.
1994	75 873	61	14 134	11 587	6,5	15,3%
1995	78 420	63	12 364	11 520	6,8	14,7%
1996	79 264	91	13 845	11 780	6,7	14,9%
1997	81 329	99	11 549	11 829	6,9	14,5%
1998	81 049	89	nd	11 830	6,9	14,6%



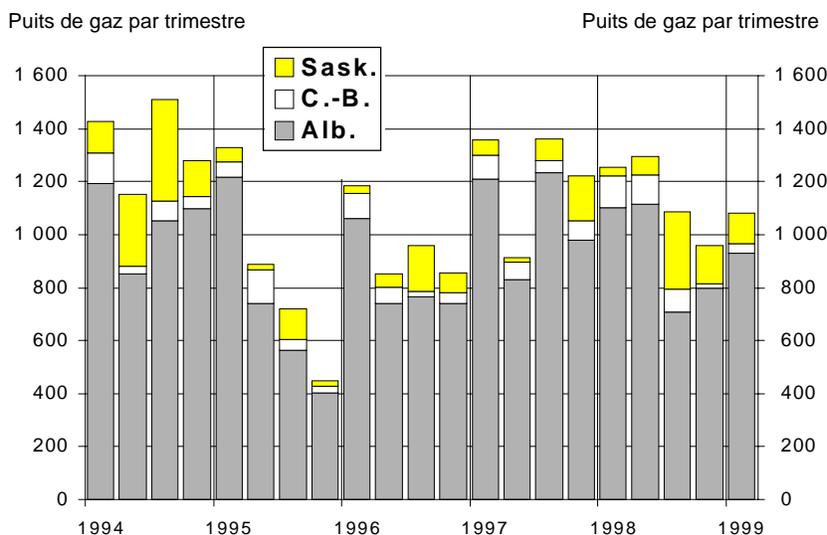
Source : EIA. Comprend TX, LA, AL, MS, zones terrestre et extracôtière

En 1998, le niveau de forage gazier canadien était de 4 600 puits, un niveau semblable à celui de 1997 et presque égal au total le plus élevé jusqu'à ce jour. C'est en 1994 qu'on a foré le plus grand nombre de puits de gaz, plus de 5 000 puits ayant été complétés.

On aurait probablement foré davantage n'eût été des faibles prix du pétrole qui ont énormément réduit les flux de liquidité aux producteurs et nuï au financement par capitaux propres et par emprunts. Certains producteurs ont donc éprouvé de la difficulté à trouver les capitaux nécessaires pour investir dans le forage.

Dans ce contexte de faibles prix du pétrole, les entreprises possédant à la fois des propriétés pétrolifères et gazéifères ont opté pour le forage à la recherche de gaz plutôt que de pétrole. Le forage de puits de pétrole a baissé de plus de 40 % en 1998.

Figure 10 : Forage gazier de l'Ouest canadien



Source : Nickles Daily Oil Bulletin

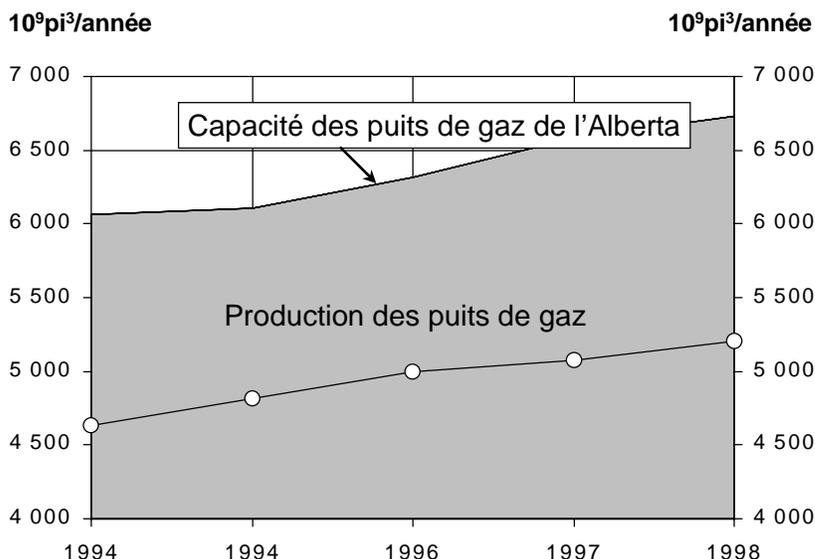
La production de gaz brut en Alberta a augmenté de 12 % entre 1994 et 1998. Cependant, les augmentations de capacité semblent avoir suivi le rythme de la production.

La figure ci-contre compare la capacité de production des puits de gaz de l'Alberta aux taux réels de production. Les volumes sont exprimés en «gaz brut», c.-à-d. avant les pertes en cours de traitement.

La capacité de production est déterminée par l'Alberta Energy and Utilities Board de la façon suivante : on calcule d'abord le taux moyen de production de chacun des puits de gaz de l'Alberta pour les heures au cours desquelles ils étaient en production. On suppose ensuite que tous les puits produisent à leur taux moyen pour l'année entière.

Suite à l'expansion des gazoducs, la production canadienne de gaz devrait augmenter d'environ $600 \times 10^9 \text{ pi}^3$ en 1999. La production de l'Alberta se rapprochera ainsi considérablement de sa capacité totale.

**Figure 11 :
Productivité des puits de gaz de l'Alberta**



Source : Alberta Energy and Utilities Board

Les réserves canadiennes de gaz ont diminué de plus de $6 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ depuis 1994. Cela est attribuable à la réduction des volumes des réserves établies à l'origine au cours des années 1970 et 1980. Ces révisions ont éliminé $6,7 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ des réserves entre 1995 et 1997.

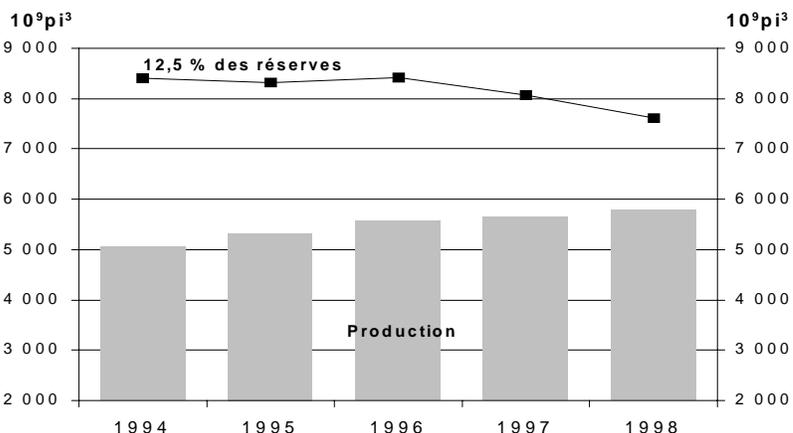
Avant ces révisions, les réserves accumulées de 1994 à 1997 équivalaient à peu près à la production. La baisse des réserves est entièrement attribuable aux révisions apportées aux anciens gisements gazéifères. Les additions aux réserves présentées ci-contre précèdent les révisions.

Ce graphique montre une courbe égale à 12,5 % des réserves canadiennes (c.-à-d. un rapport réserve à production de huit ans). Cette courbe est une approximation de la capacité de production des réserves canadiennes. Les réserves canadiennes demeurent toujours de taille suffisante pour permettre une augmentation de la production. Si la production commençait à dépasser $7,5 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ par an, les réserves devraient atteindre des niveaux plus élevés.

Figure 12 : Tendances des réserves de l'Ouest du Canada

Année	Réserves 1 janv. (10^9 pi^3)	Puits forés	Réserves ajoutées (10^9 pi^3)	Production de gaz sec pour l'an. (10^9 pi^3)	Rapport RP (années)	% Réserves produites (pour l'an.)
1994	67 313	5 333	3 980	5 098	13,2	7,6%
1995	66 195	3 324	6 977	5 321	12,4	8,0%
1996	67 352	3 664	5 534	5 564	12,1	8,3%
1997	64 213	4 819	5 040	5 652	11,4	8,8%
1998	60 600	4 600	nd	nd	nd	nd

Nota : Comprend l'Alberta, la Saskatchewan et la Colombie-Britannique. Conversion à partir de mètres cubes $1 \text{ m}^3 = 35,30096 \text{ pi}^3$. Les données de production de la CAAP diffèrent légèrement de ceux de Statistique Canada.



Source : CAPP

Revue de 1998

Stockage du gaz naturel

- Stockage aux É.-U.
- Stockage dans l'Ouest canadien

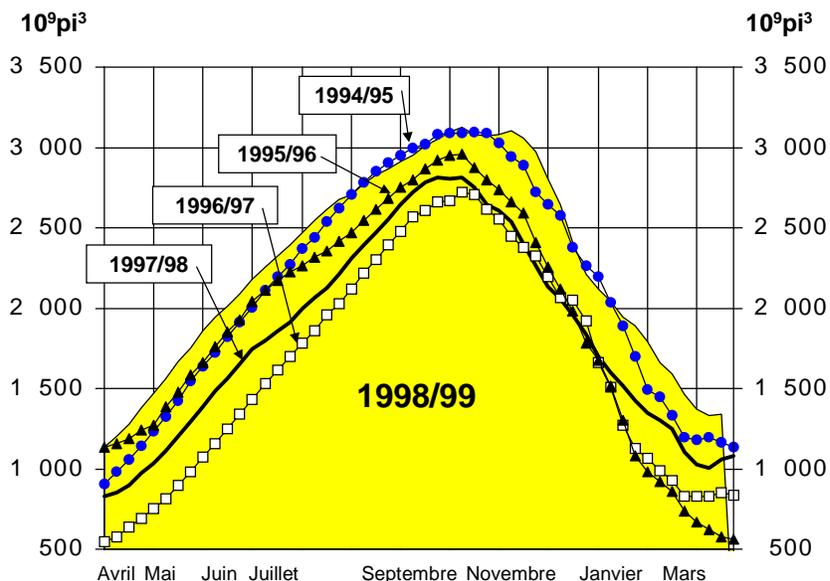
La figure 13 indique les volumes entreposés, sur une base hebdomadaire, au cours des diverses saisons de retraits et d'injections. Le gaz est injecté sous terre au cours de la période d'avril à octobre et retiré de novembre à mars.

Depuis l'année de stockage 1994-1995, les exploitants de sites de stockage se sont généralement tirés d'affaire en emmagasinant de moindres volumes, remplissant les stocks de moins en moins à chaque année et portant les stocks à de plus faibles niveaux à la fin de chaque saison de retrait.

En 1998-1999, les exploitants ont haussé les stocks à des niveaux inégalés depuis 1994-1995. La perspective d'un hiver plus froid que la normale, à cause de la Niña, peut avoir joué un rôle important dans l'atteinte de niveaux inégalés.

Cependant, l'hiver 1998-1999 ayant été plus clément que la normale, les volumes de gaz stockés demeuraient très élevés au moment de la période de retrait.

**Figure 13 :
Stockage aux É.-U.**



Source : AGA

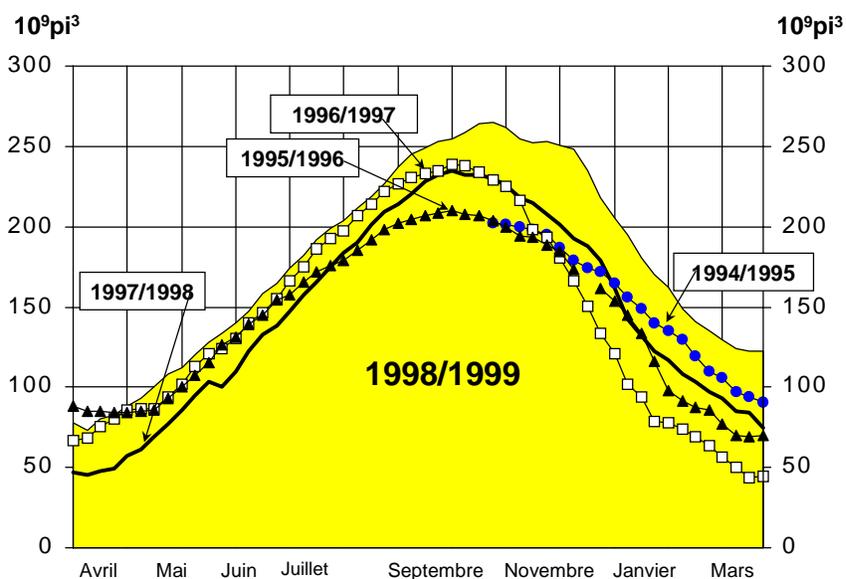
Le stockage dans l'Ouest canadien est celui qui a le plus grand impact sur les marchés et les prix canadiens. Le stockage dans l'Est du Canada, qui est aussi grand que le stockage dans l'Ouest du Canada, ne joue pas encore un rôle déterminant dans l'établissement des prix du marché.

Dans l'Ouest canadien, le stockage a atteint des plafonds records en 1998. Cela reflétait en partie un certain accroissement de la capacité.

Une utilisation maximale des capacités de stockage est une autre indication de la capacité de production excédentaire. Étant donné les conditions climatiques de 1998-1999, les producteurs canadiens ont rempli tous les gazoducs d'exportation et ils avaient quand même du gaz pour remplir les sites de stockage.

Vers la fin de la saison de retrait, il y avait encore des volumes historiquement élevés de gaz en stock au Canada. Cela pourrait avoir pour effet de modérer les prix du gaz à court terme et également de faciliter la tâche des producteurs dans l'approvisionnement des expansions des gazoducs Northern Border et TCPL de la fin de 1998.

**Figure 14 :
Stockage dans l'Ouest canadien**



Source : CGA

Revue de 1998

Prix du gaz naturel

- Prix NYMEX Henry Hub et prix mensuels en Alberta
- Prix mensuels et quotidiens en Alberta
- Taux de change Canada-É.-U.
- Tendances régionales

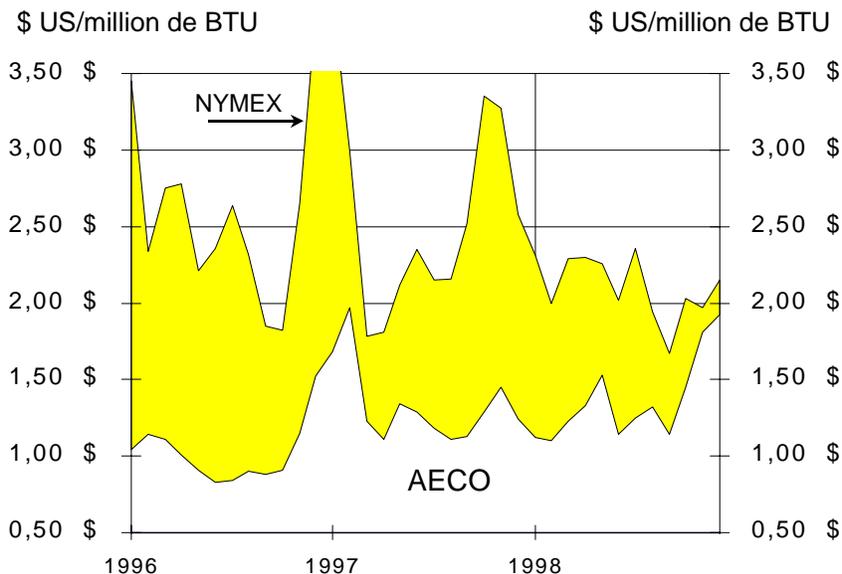
En 1998, les prix moyens à Henry Hub étaient **inférieurs de 19 %** à ceux de 1997. Les prix plus élevés des deux années précédentes ont porté les activités de forage à des niveaux élevés et ont favorisé la production d'un stock supplémentaire (particulièrement dans la zone extracôtière profonde du Golfe). Cette offre additionnelle combinée avec l'énorme baisse de la demande attribuable principalement aux conditions climatiques ont suscité une baisse du prix.

Les prix en Alberta, sur la base de \$US/million de BTU, ont été stables en 1998, soit de 1,36 \$ comparativement à 1,34 \$ l'an passé. Les prix en Alberta sont maintenant plus près des prix NYMEX par rapport aux quatre années précédentes.

Cela est attribuable aux expansions récentes des gazoducs. Pour équilibrer l'offre et la demande canadiennes certains clients canadiens doivent maintenant faire des offres d'achat plus élevées que celles des acheteurs américains, ainsi certains pipelines qui desservent le marché américain n'ont pas été utilisés à leur pleine capacité. Cette dynamique a créé un lien solide entre les prix du gaz dans les marchés américains et les prix en Alberta.

Figure 15 :

Prix NYMEX Henry Hub et prix mensuels en Alberta



Source : Canadian Natural Gas Focus

Le graphique ci-contre montre les prix du gaz en Alberta sur la base de \$CAN/Gigajoule. Les prix du marché quotidiens ainsi que mensuels sont indiqués.

Les prix du gaz au Canada ont augmenté à 1,92 \$ en 1998, une hausse de plus de 9 % par rapport à 1,75 \$, en 1997.

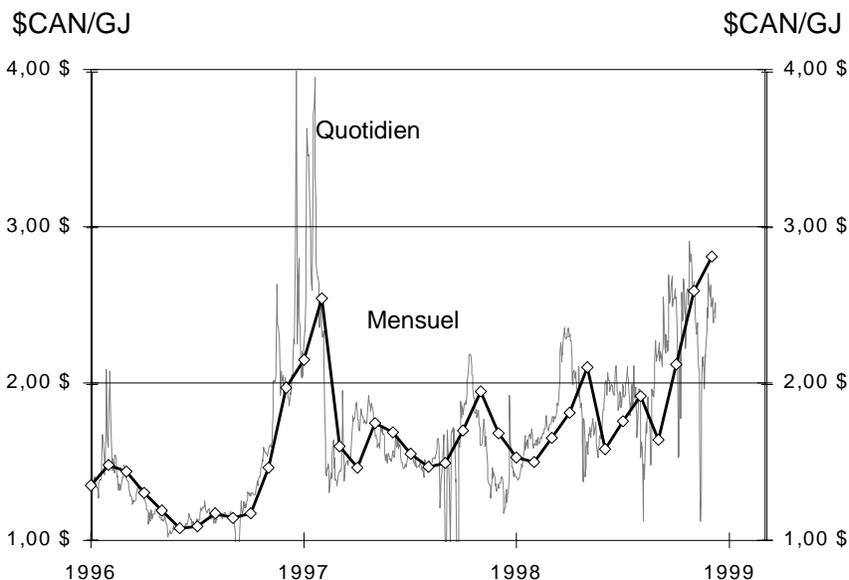
Les prix du gaz au Canada, en termes de \$CAN, subissent l'influence de trois facteurs :

- 1) l'alignement plus étroit sur les prix aux É.-U. qui a commencé à la fin de 1998;
- 2) la baisse des prix aux É.-U.;
- 3) les fortes fluctuations des taux de change.

Nota : Le prix quotidien provient du prix de transfert de l'inventaire AECO/NOVA fourni par Enerdata; le prix mensuel est celui de AECO, tiré de la publication Canadian Natural Gas Focus.

Figure 16 :

Prix mensuels et quotidiens en Alberta



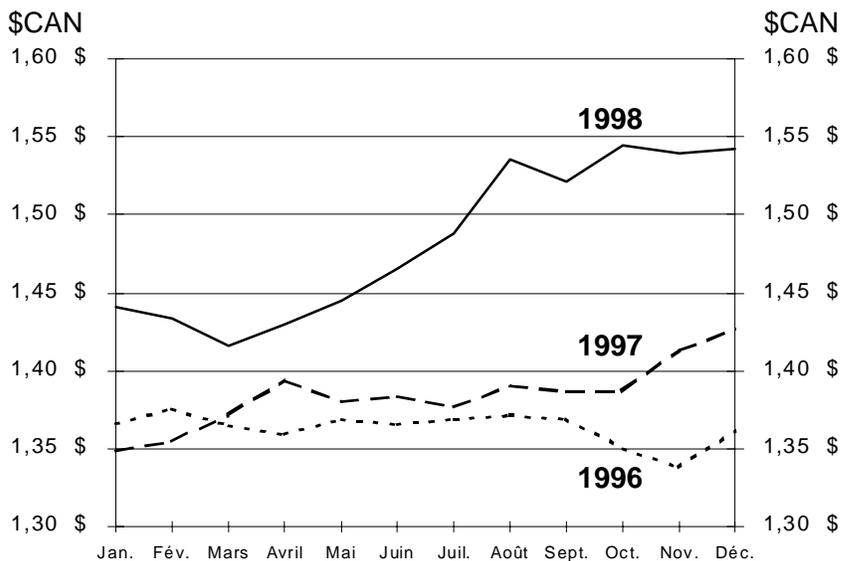
Sources : Enerdata, Canadian Natural Gas Focus

Le développement d'un lien plus solide entre les prix canadiens et américains en 1998, s'est traduit par des prix du gaz au Canada qui étaient déterminés aux É.-U. en dollars américains.

En 1998, l'écart entre le dollar américain et le dollar canadien s'est élargi. Les acheteurs canadiens ont dû payer plus cher pour le gaz naturel à cause des mouvements des taux de change.

L'exemple suivant permet d'en constater la conséquence. Si les prix du gaz canadien sont liés aux prix du marché américain (prix en dollars américains), alors l'équivalent canadien de 2,00 \$US/million de BTU serait de 2,62 \$CAN/GJ selon le taux de change de 1997. Selon le taux de change de 1998, le prix serait de 2,81 \$CAN/GJ, soit 7 % plus élevé.

Figure 17 :
Taux de change Canada-É.-U.



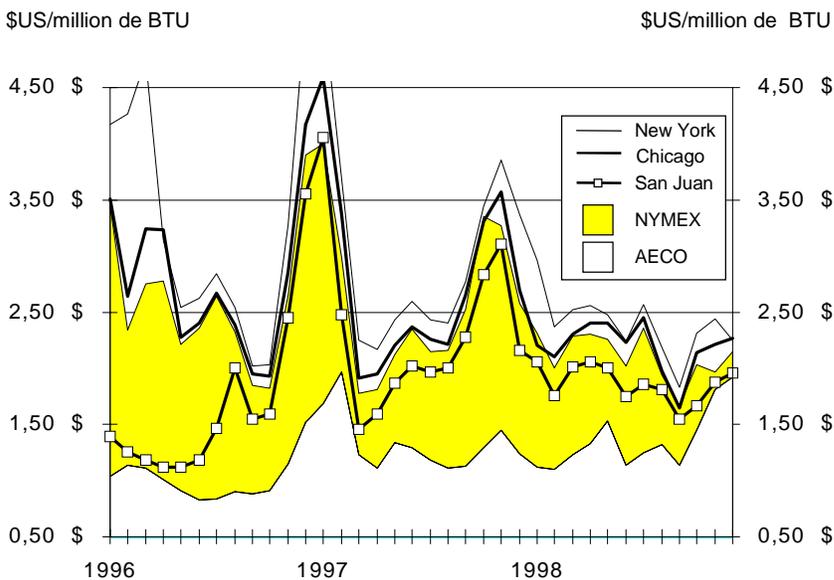
Source : Banque du Canada. Dollars canadiens requis pour acheter un dollar américain.

Les grands écarts observés entre les prix régionaux au milieu des années 1990 ont été comblés en 1998.

Profitant des expansions importantes des gazoducs au cours des cinq dernières années, les régions d'approvisionnement qui avaient connu des goulots d'étranglement, des surplus et des prix très faibles sont maintenant bien raccordées à l'ensemble du marché nord-américain.

Par exemple, au début de 1996, les prix du gaz San Juan (Ouest des É.-U.) et de l'Ouest canadien étaient beaucoup plus faibles que les prix de l'Est des É.-U., ce qui n'est plus le cas.

Figure 18 :
Tendances régionales



Source : Canadian Natural Gas Focus

Revue de 1998

Flux de gaz et capacité des gazoducs

- Flux de gaz sortant des régions d'approvisionnement
- Principaux projets de gazoducs
- Flux du gaz naturel
- Foothills/Northern Border

Le flux de gaz net est la différence positive entre la production et la consommation d'une région d'approvisionnement.

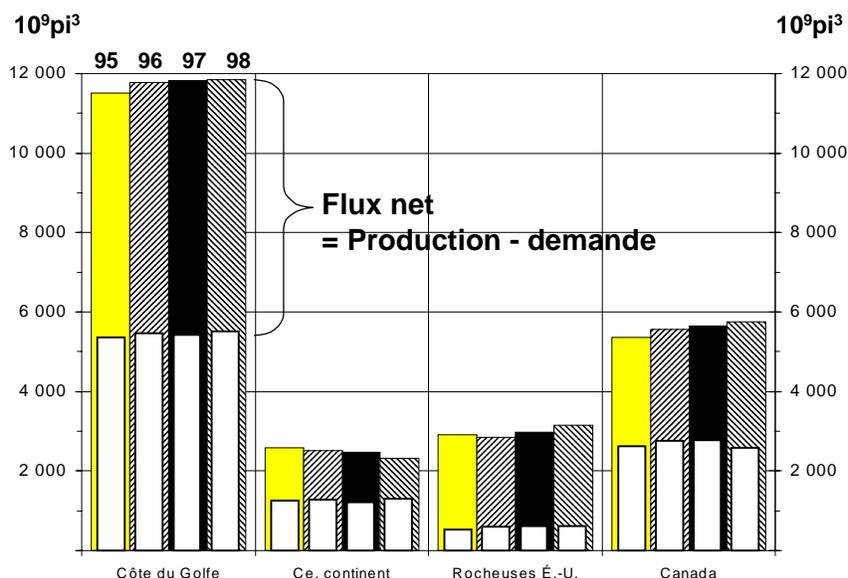
Le plus grand changement dans le flux de gaz net au cours de 1998 a été l'ajout de 302 10⁹pi³ de gaz sortant du Canada. Cette augmentation de 10 % par rapport au flux de 1997 a été beaucoup plus élevée que celle de la production, en raison de la diminution de la demande canadienne.

Une partie de l'augmentation des flux a remplacé une diminution des flux et de la production du centre du continent, qui est principalement acheminée vers le Midwest et le Nord-Est des É.-U. Les flux en provenance du centre du continent ont diminué de 17 % en 1998.

Le flux sortant des Rocheuses américaines a augmenté de 8 % ou de 177 10⁹pi³, alors que le flux en provenance de la côte du Golfe a diminué de 94 10⁹pi³.

Figure 19 :

Flux de gaz sortant des régions d'approvisionnement



Sources : EIA, Statistique Canada

Les grandes expansions des gazoducs devaient hausser la capacité quotidienne de plus de 4,4 10⁹pi³ en 1998.

La plus grande expansion a été apportée au gazoduc Foothills/Northern Border, ajoutant 690 10⁶pi³/j de nouvelle capacité de l'Alberta à Chicago, en décembre 1998.

TransCanada a ajouté 320 10⁶pi³/j de nouvelle capacité, dont 232 10⁶pi³/j destinés à l'exportation. Une partie était requise pour desservir, par exemple, l'extension du gazoduc Trans Québec et Maritimes vers le Portland Natural Gas Transmission System.

La construction s'est terminée tôt en 1999 sur le prolongement TQM, qui a ajouté 142 10⁶pi³/j de nouvelle capacité au Sud-Est du Québec et au Nord-Est des É.-U. La capacité du gazoduc devrait augmenter à 210 10⁶pi³/j d'ici la fin de 1999.

Tableau 5 : Principaux projets de gazoducs

	Nom du projet	Capacité (10 ⁶ pi ³ /j)	Statut
Canada	1 Gazoduc Foothills/Nort. Border	690	En service déc. 98
	2 Expansion TCPL 1998	320	En service
	3 Expansion ANR/Foothills (PG&E GT-NW)	64	Autorisation conditionnelle août 1998 FERC
	Nouvelle capacité canadienne	1 074	
NE	4 PNGTS	178	En service
Golfe	5 Nautilus	600	En service
	6 Raccordement Manta Ray	300	En service
	7 Discovery (Williams)		En service
	8 Expansion Gemini (Destin)	1 000	En construction
	9 Expansion Mobile Bay (Williams)	350	En service
	Nouvelle capacité du Golfe :	2 250	
Rocheuses	10 Front Runner	254	Certifié juillet 1998 FERC
	11 Front Range	269	En service
	12 Gazoduc TransColorado	300	En service
	13 Powder River Basin (CIG)	52	En service
	14 Raccordement Campo (CIG)	100	En service
	Nouvelle capacité des Rocheuses :	975	
	Total de la nouvelle capacité :	4 477	

Sources : Foster Natural Gas Report, Natural Gas Week, sociétés pipelinières.

Cette carte montre les principaux gazoducs et la direction du flux. On y voit aussi le changement au niveau des flux sortant des régions d'approvisionnement en 1998.

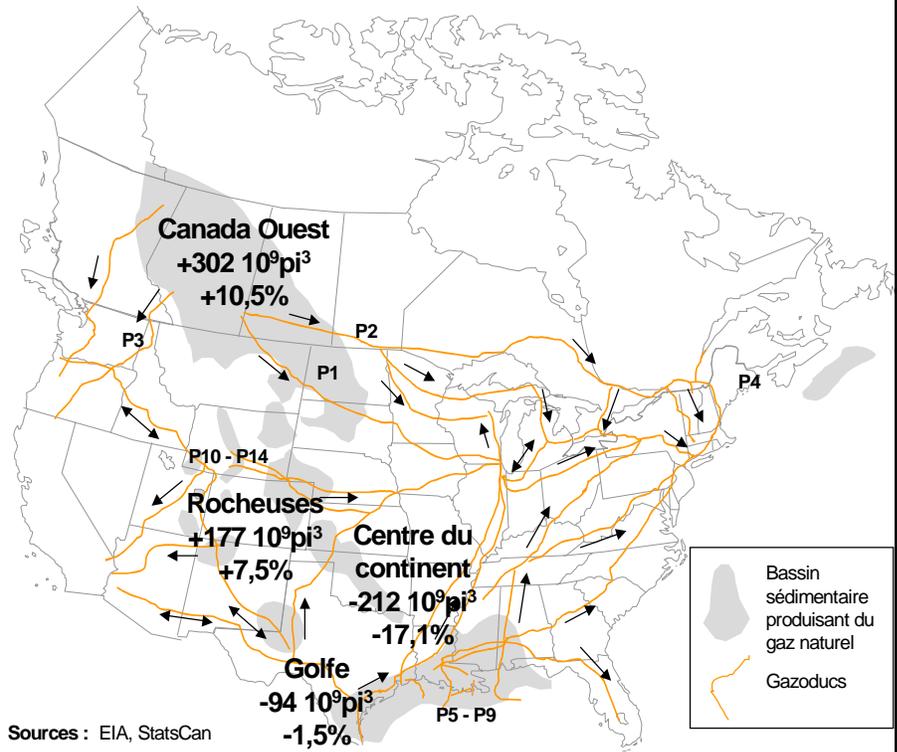
Les projets de gazoducs énumérés au Tableau 5 sont indiqués sur la carte; par exemple, P1 est l'expansion Foothills/Northern Border

La plupart des projets de gazoducs visent à accroître les flux en provenance des zones d'approvisionnement.

La côte du Golfe est une exception. Les flux sortant du Golfe ne sont généralement pas restreints par la capacité des gazoducs étant donné les grands corridors vers l'Ouest, le Midwest et le Nord-Est. Les projets dans le Golfe en 1998 étaient tous des projets de collecte extracôtière.

L'ajout de capacité en provenance de l'Ouest du Canada et des Rocheuses américaines permettra d'augmenter les flux sortant de ces régions.

Figure 20 : Flux du gaz naturel

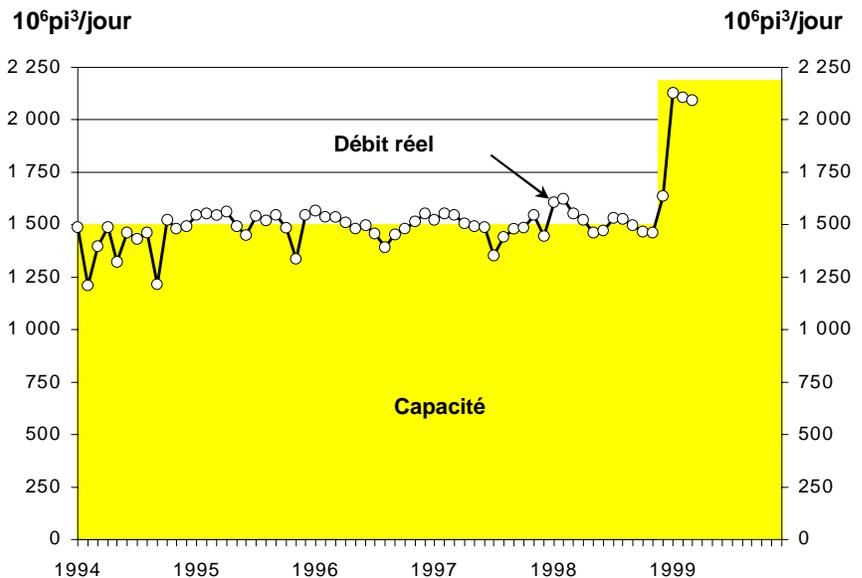


Le graphique montre la capacité quotidienne des gazoducs Foothills/Northern Boarder ainsi que les exportations passant par le point d'exportation Monchy, en Saskatchewan.

Depuis 1995, le réseau Foothills/Northern Boarder a été utilisé presque à pleine capacité. En 1997, le gazoduc a été utilisé selon un facteur de capacité de 99 %. Le facteur de capacité de 101 %, de janvier à novembre 1998, est encore plus impressionnant.

Au terme du premier mois complet (janvier 1999) de service par suite de la grande expansion de décembre 1998, 2 129,7 10⁶pi³/j ont passé par Monchy, en moyenne, ce qui représente un facteur de capacité de 97 %.

Figure 21 : Foothills/Northern Border



Revue de 1998

Ventes canadiennes à l'exportation et sur le marché intérieur

- Ventes sur le marché intérieur et à l'exportation
- Prix et volumes régionaux
- Prix sur le marché intérieur et à l'exportation
- Prix nets du gaz à la sortie de l'usine, sur le marché intérieur et à l'exportation
- Revenus du gaz à la sortie de l'usine

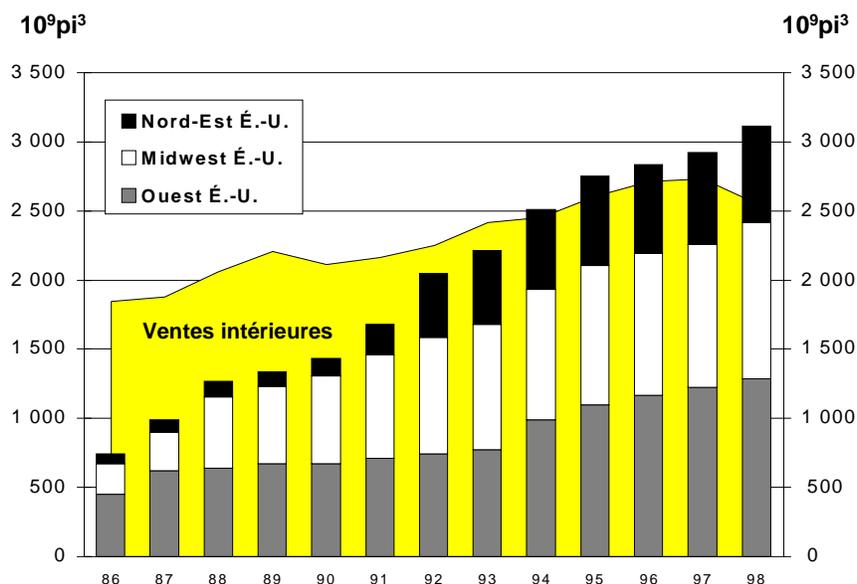
Malgré la mise en service tardive (fin 1998) des nouveaux gazoducs d'exportation, les ventes à l'exportation ont augmenté de 188 10⁹pi³ ou de 6,4 % pour atteindre 3,1 10¹²pi³ en 1998. Les ventes à l'exportation sont maintenant de 555 10⁹pi³ plus élevées que les ventes sur le marché intérieur et représentent 54 % de la production canadienne.

Les exportations ont augmenté : de 9 % au Midwest américain, atteignant 1 127 10⁹pi³; de 5 % dans l'Ouest américain, atteignant 1 287 10⁹pi³ et de 5 % dans le Nord-Est, atteignant 699 10⁹pi³.

La croissance des exportations a compensé une baisse de 6,4 % des ventes sur le marché intérieur attribuable à des températures plus élevées que la normale, notamment dans l'Est du Canada.

On a continué à délaissier les licences au profit des ordonnances d'exportation. Les ordonnances à court terme représentent maintenant 71 % des ventes totales à l'exportation. L'Office national de l'énergie (ONE) doit approuver toutes les exportations, soit dans le cadre de licences à long terme ou d'ordonnances à court terme.

Figure 22 :
Ventes sur le marché intérieur et à l'exportation



Sources : ONE, Statistique Canada, estimations RNCan

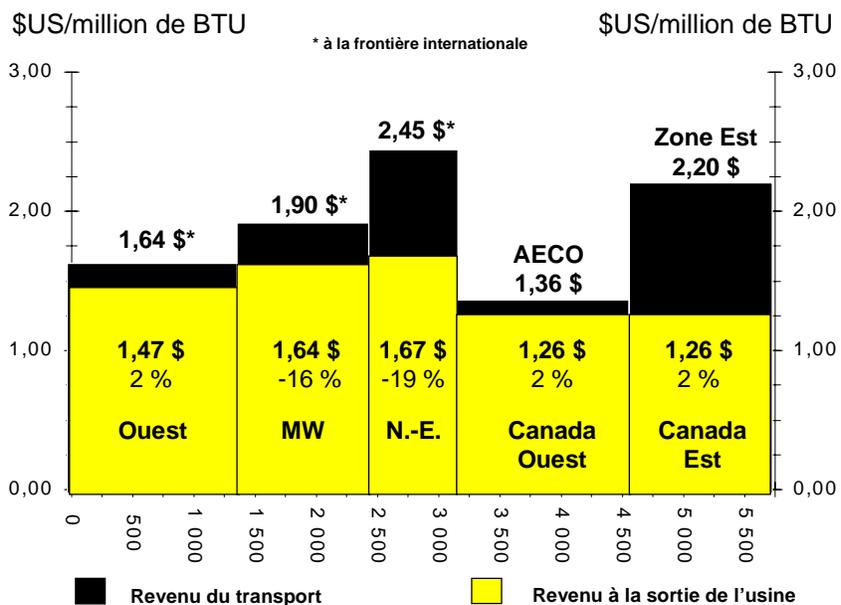
La figure ci-contre indique les prix annuels moyens du gaz exporté à la frontière internationale et les prix moyens annuels intérieurs à AECO en Alberta et dans la zone l'est de TCPL (ligne de prix supérieure de la figure).

Les rentrées nettes à la sortie de l'usine correspondant à ces ventes sont aussi indiquées (ligne de prix inférieure de la figure) de même que le pourcentage que représentent ces rentrées nettes par rapport à l'an dernier.

La largeur de chaque bande est proportionnelle au volume de ventes. Donc, l'aire est proportionnelle aux recettes de ventes. La partie inférieure représente le revenu pour les producteurs à la sortie de l'usine, la partie supérieure celui des exploitants des gazoducs.

Les prix pour les trois principaux marchés d'exploitation sont tirés de l'information déposée auprès de l'ONE. Les prix canadiens sont tirés des prix au comptant du centre d'échange commercial de l'Alberta (AECO).

Figure 23 :
Prix et volumes régionaux



Sources : ONE, Friedenber, Statistique Canada, estimations RNCan

Les données concernant les prix à l'exportation et le marché intérieur sont présentées au Tableau 6.

En 1998, les prix du gaz naturel sur les marchés d'exportation étaient inférieurs de 10 % que ceux de l'année précédente.

Le prix moyen du gaz canadien vendu dans le Nord-Est des É.-U. a diminué à 2,45 \$/million de BTU en 1998, soit une diminution de 15,5 % par rapport au prix moyen de 2,89 \$ des deux années précédentes.

Les prix à l'exportation au Midwest ont baissé de 14,8 % en 1998, après avoir connu des augmentations de 40 % et de 10 % en 1996 et 1997, respectivement.

Au Canada, les prix au comptant AECO sur la base de \$US/million de BTU ont augmenté de 2% en 1998. Étant donné les mouvements des taux de change, les prix au comptant en \$CAN/GJ ont augmenté de 10 %.

Les prix canadiens à Huntingdon/Sumas (le plus grand marché de la Colombie-Britannique) étaient inférieurs de 6 % aux prix de 1997 (en dollars américains).

Tableau 6 :

Prix sur le marché intérieur et à l'exportation

Prix à l'exportation à la frontière internationale						Marchés canadiens		
1998	Ouest	MW	N.-E.	Moy.	Moy.	AECO	AECO	Hunting.
Mois	US/M BTU	US/M BTU	US/M BTU	US/M BTU	CAN/GJ	CAN/GJ	US/M BTU	US/M BTU
Janvier	1,62 \$	2,09 \$	2,68 \$	2,03 \$	2,77 \$	1,53 \$	1,12 \$	1,81 \$
Février	1,44 \$	1,89 \$	2,52 \$	1,84 \$	2,50 \$	1,50 \$	1,10 \$	1,43 \$
Mars	1,52 \$	1,97 \$	2,63 \$	1,92 \$	2,57 \$	1,65 \$	1,23 \$	1,17 \$
Avril	1,62 \$	1,99 \$	2,62 \$	1,95 \$	2,65 \$	1,80 \$	1,33 \$	1,39 \$
Mai	1,70 \$	1,96 \$	2,58 \$	1,99 \$	2,73 \$	2,10 \$	1,53 \$	1,68 \$
Juin	1,47 \$	1,82 \$	2,44 \$	1,82 \$	2,53 \$	1,58 \$	1,14 \$	1,38 \$
Juillet	1,54 \$	2,04 \$	2,52 \$	1,95 \$	2,75 \$	1,76 \$	1,25 \$	1,43 \$
Août	1,63 \$	1,71 \$	2,19 \$	1,78 \$	2,59 \$	1,92 \$	1,32 \$	1,55 \$
Septembre	1,49 \$	1,53 \$	2,07 \$	1,63 \$	2,36 \$	1,64 \$	1,14 \$	1,41 \$
Octobre	1,65 \$	1,84 \$	2,31 \$	1,87 \$	2,73 \$	2,12 \$	1,45 \$	1,65 \$
Novembre	1,97 \$	1,96 \$	2,42 \$	2,07 \$	3,02 \$	2,64 \$	1,81 \$	2,15 \$
Décembre	2,09 \$	1,97 \$	2,42 \$	2,13 \$	3,11 \$	2,81 \$	1,92 \$	2,12 \$
Moy. 1998	1,64 \$	1,90 \$	2,45 \$	1,91 \$	2,69 \$	1,92 \$	1,36 \$	1,60 \$
Moy. 1997	1,65 \$	2,23 \$	2,89 \$	2,13 \$	2,80 \$	1,75 \$	1,34 \$	1,71 \$
% chang.	-0,08%	-14,83%	-15,47%	-10,26%	-3,73%	9,82%	2,00%	-6,40%

Sources : ONE, Friedenberg, estimations RNCAN Nota : M BTU = Million de BTU

Les rentrées nettes du gaz à la sortie de l'usine, à l'exportation et sur le marché intérieur sont présentés en détail au tableau ci-contre.

Les rentrées nettes à la sortie de l'usine destiné à l'exportation sont égaux aux prix à l'exportation à la frontière internationale, moins les coûts de transport du gaz de la raffinerie à la frontière internationale.

Les droits réglementés de transport dans les gazoducs ont été soustraits des prix au comptant à Huntingdon et à AECO afin de permettre l'estimation des rentrées nettes pour les ventes intérieures.

Des prix à l'exportation plus faibles ont entraîné pour les producteurs une diminution des rentrées nettes à la sortie de l'usine. Le Nord-Est et le Midwest ont représenté les meilleurs marchés pour les producteurs.

Les rentrées nettes des producteurs tirées des ventes sur le marché intérieur sont demeurées inférieures à ceux des marchés américains pendant la plus grande partie de l'année. Cependant, au cours des deux derniers mois de 1998, les rentrées nettes sur le marché intérieur et à l'exportation étaient semblables.

Tableau 7 :

Prix nets du gaz à la sortie de l'usine, sur le marché intérieur et à l'exportation

Prix du gaz à la sortie de l'usine						Marchés canadiens		
1998	Ouest	MW	N.-E.	Moy.	Moy.	AECO	AECO	Hunting.
Mois	US/M BTU	US/M BTU	US/M BTU	US/M BTU	CAN/GJ	CAN/GJ	US/M BTU	US/M BTU
Janvier	1,46 \$	1,85 \$	1,91 \$	1,70 \$	2,32 \$	1,39 \$	1,02 \$	1,54 \$
Février	1,25 \$	1,60 \$	1,68 \$	1,47 \$	2,00 \$	1,36 \$	1,00 \$	1,17 \$
Mars	1,34 \$	1,75 \$	1,83 \$	1,59 \$	2,13 \$	1,51 \$	1,13 \$	0,92 \$
Avril	1,44 \$	1,70 \$	1,76 \$	1,60 \$	2,17 \$	1,66 \$	1,22 \$	1,13 \$
Mai	1,52 \$	1,68 \$	1,75 \$	1,63 \$	2,23 \$	1,95 \$	1,42 \$	1,41 \$
Juin	1,28 \$	1,55 \$	1,66 \$	1,46 \$	2,03 \$	1,44 \$	1,04 \$	1,13 \$
Juillet	1,36 \$	1,78 \$	1,75 \$	1,61 \$	2,27 \$	1,62 \$	1,15 \$	1,18 \$
Août	1,46 \$	1,47 \$	1,45 \$	1,46 \$	2,13 \$	1,77 \$	1,22 \$	1,30 \$
Septembre	1,32 \$	1,27 \$	1,33 \$	1,31 \$	1,88 \$	1,50 \$	1,04 \$	1,16 \$
Octobre	1,48 \$	1,59 \$	1,58 \$	1,54 \$	2,26 \$	1,97 \$	1,35 \$	1,40 \$
Novembre	1,80 \$	1,68 \$	1,67 \$	1,73 \$	2,52 \$	2,49 \$	1,70 \$	1,88 \$
Décembre	1,91 \$	1,76 \$	1,72 \$	1,81 \$	2,65 \$	2,65 \$	1,81 \$	1,85 \$
Moy. 1998	1,47 \$	1,64 \$	1,67 \$	1,58 \$	2,22 \$	1,78 \$	1,26 \$	1,34 \$
Moy. 1997	1,44 \$	1,95 \$	2,06 \$	1,76 \$	2,31 \$	1,61 \$	1,23 \$	1,43 \$
% chang.	1,78%	-15,63%	-18,88%	-10,42%	-3,88%	10,28%	2,39%	-6,63%

Sources : ONE, Friedenberg, estimations RNCAN. Nota : M BTU = Million de BTU

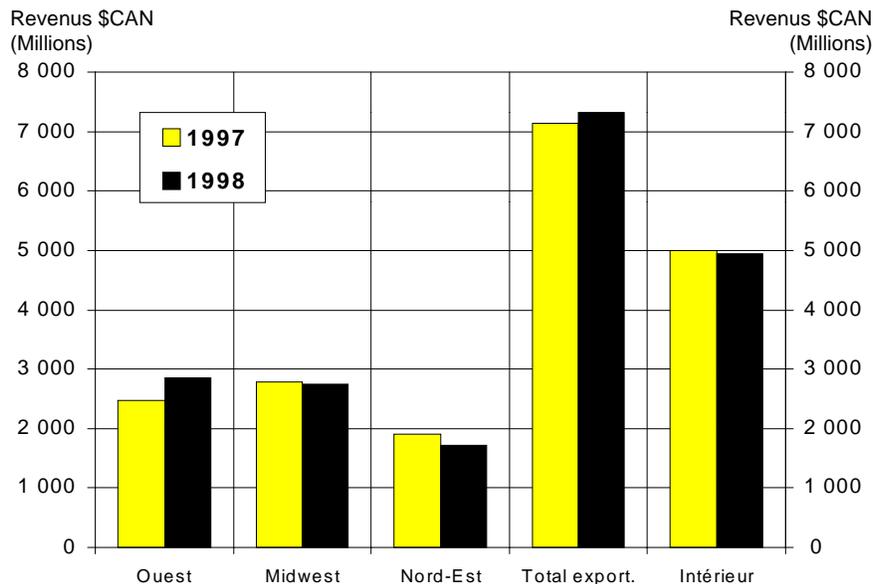
Le graphique ci-contre représente les revenus à la sortie de l'usine (en millions de \$CAN) pour chaque région d'exportation, pour les exportations totales et pour les ventes intérieures.

La croissance des volumes d'exportation vers les É.-U. en 1998 a plus que compensé la baisse des prix. Les revenus d'exportation ont augmenté à 7,3 milliards \$CAN, soit une hausse de 2,4 %. Les revenus provenant de l'Ouest américain ont augmenté de 379 millions \$CAN, ou de 15 %. Les revenus d'exportation au Midwest ont légèrement baissé, de 37 millions \$CAN ou de 1 %. Les revenus du Nord-Est ont baissé de 169 millions \$CAN ou de 9 %.

Les revenus des ventes intérieures ont baissé de 1 %, ou de 51 millions \$CAN. Une augmentation des prix a partiellement contrebalancé la baisse des volumes des ventes intérieures.

Au total, les revenus des producteurs canadiens de tous les marchés ont augmenté de 1 %, pour atteindre 12,3 milliards \$CAN, comparativement à 12,1 milliards \$CAN en 1997.

Figure 24 :
Revenus du gaz à la sortie de l'usine



Sources : ONE, Friedenber, Statistique Canada, estimations RNCAN

Perspectives jusqu'en 2005

Demande de gaz naturel

- Prévisions de la demande aux É.-U.
- Prévisions de la demande au Canada
- Croissance de la demande aux É.-U. - par secteur de 1998-2005
- Perspectives de la demande régionale

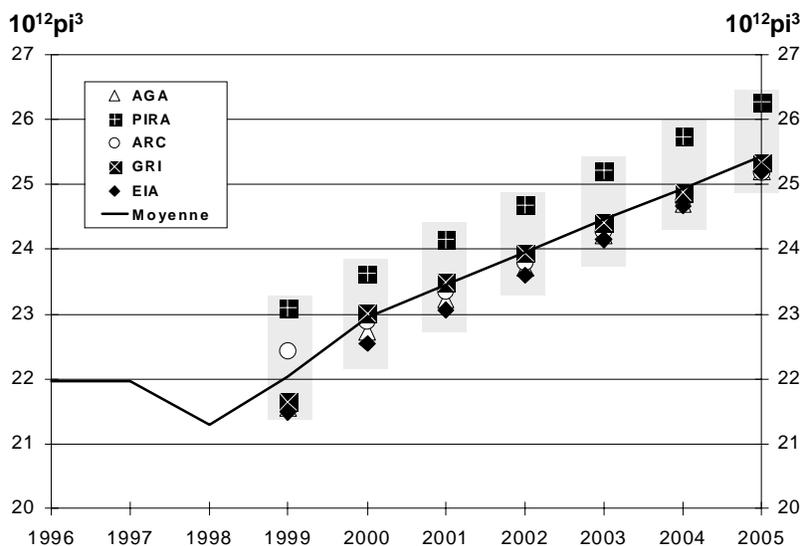
Cinq prévisions de la demande de gaz naturel, ainsi que la moyenne, sont présentées. Pour 1996-1998, la courbe représente la demande réelle aux É.-U. Les données proviennent du rapport Natural Gas Monthly de EIA.

La moyenne illustre une croissance annuelle de 2,6 % de 1998 à 2005. La croissance de la demande de gaz aux É.-U. au cours des cinq dernières années a été de 1 %¹.

Comparativement à notre rapport de l'an passé, les prévisionnistes ont réduit leur perspective de 540 10⁹pi³. Cette perspective un peu plus pessimiste de la demande future de gaz semble être justifiée, compte tenu du ralentissement récent observé dans la croissance de la demande du secteur industriel (voir Demande de gaz naturel, section Revue de 1998).

Si l'on combine la prévision de la demande aux É.-U. avec la prévision de la demande au Canada (voir ci-dessous), le marché du gaz nord-américain devrait atteindre 29 10¹²pi³ d'ici 2005.

Figure 25 :
Prévisions de la demande aux É.-U.



Sources : AGA, PIRA, ARC, GRI, EIA

Trois prévisions de la demande de gaz naturel au Canada, ainsi que la moyenne, sont présentées. Pour 1996-1998, la courbe illustre la demande réelle au Canada. Les données ont été tirées des publications de Statistique Canada.

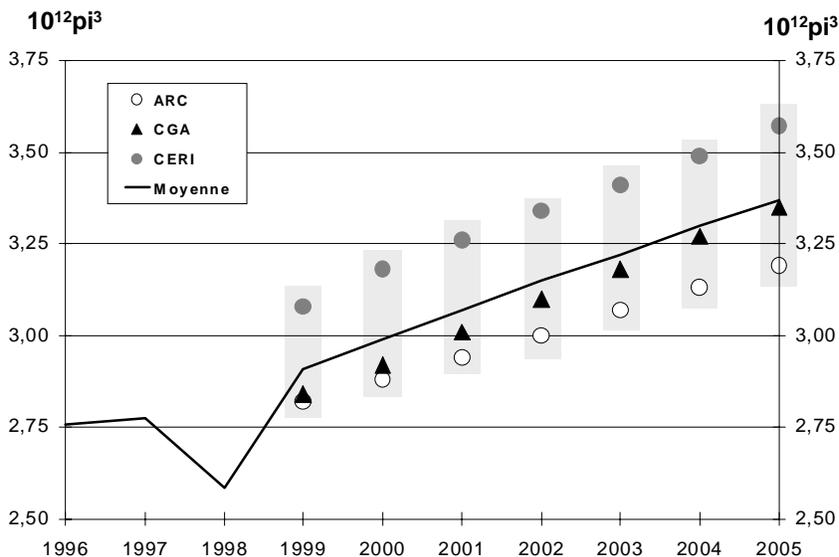
La moyenne indique une croissance annuelle de 3,9 % au cours de la période 1998 à 2005. La croissance au cours des cinq dernières années était de 1,1 %¹.

Par rapport à notre revue de l'an passé, les prévisionnistes ont augmenté leur perspective d'environ 180 10⁹pi³ pour 2005.

L'accès au gaz naturel pour les provinces du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse prévu pour 1999 représente un important changement à cet égard. Des contrats d'approvisionnement ont déjà été signés, permettant la conversion du mazout au gaz de certaines centrales électriques et de certains sites industriels.

¹NOTA : Les taux de croissance 1993-1998 ont été biaisés par la demande anormale de 1998.

Figure 26 :
Prévisions de la demande au Canada

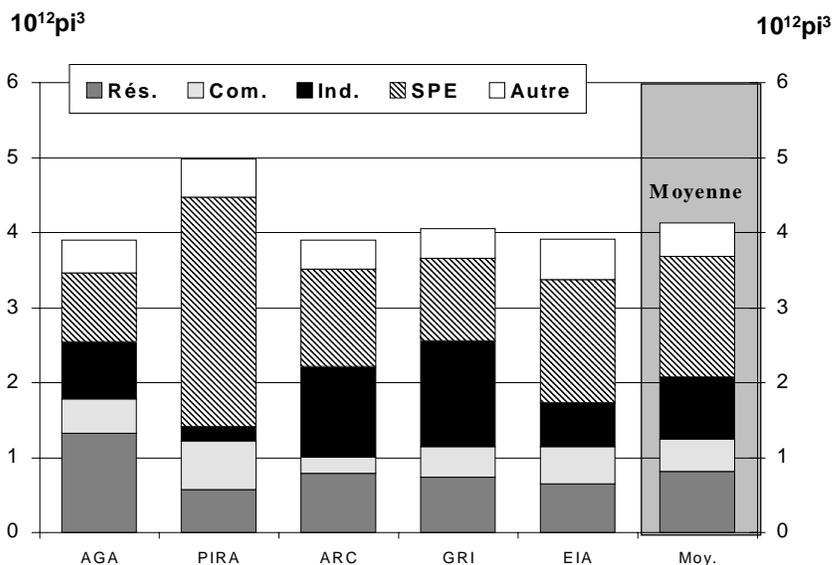


Sources : CGA, ARC, CERI.

Les grandes augmentations devraient provenir du secteur industriel et de la consommation de gaz à des fins de production d'électricité. En utilisant la moyenne des prévisions présentées, ces deux secteurs représentent 59 % de la croissance de la demande au cours de la période de 1998 à 2005. On prévoit que la demande des SPE augmentera $1,6 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$; la demande industrielle augmentera de $0,8 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$.

Nota : Les données historiques publiées par EIA englobent dans le secteur industriel la demande des installations de cogénération industrielles et les installations autres que de service public dans le secteur industriel. Cependant, toutes les prévisions englobent actuellement les installations de cogénération industrielles dans le secteur industriel, alors que les installations autres que de service public sont intégrées au secteur des SPE. Bien que cela entraîne une certaine confusion, ce changement est plutôt justifié. En effet, comme la production d'énergie électrique est de plus en plus l'affaire des sociétés autres que de service public, il ne convient plus de l'intégrer au secteur industriel.

Figure 27 :
Croissance de la demande aux É.-U. - par secteur de 1998-2005



Sources : AGA, PIRA, ARC, GRI, EIA.

Toutes les prévisions placent la cogénération dans le secteur industriel, et toute autre production d'électricité autre que des services publics dans le secteur SPE.

Les tendances de la croissance régionale influenceront sur la capacité que doivent avoir certains gazoducs et détermineront s'il y a lieu de l'augmenter.

La croissance ferme de la demande dans le Midwest et le Nord-Est des É.-U. entraînera la construction de grands gazoducs dans ces régions (c.-à-d. Alliance, TCPL).

La croissance dans la région de l'Atlantique sud, où il n'y a aucune capacité pipelinière supplémentaire, fera en sorte que de nouveaux gazoducs seront construits à partir de la côte du Golfe.

Les taux de croissance sont aussi élevés dans l'Ouest des É.-U. et les Rocheuses. Jusqu'à maintenant, on prévoit peu d'ajouts de capacité pipelinière supplémentaire vers l'Ouest puisque la capacité de la région est déjà plus que suffisante. À l'avenir, cette capacité sera utilisée selon un facteur de charge plus élevé.

Tableau 8 :

Perspectives de la demande régionale

	Demande réelle 1998 10^9pi^3	Croissance annuelle 1993-1998 10^9pi^3	Taux de croissance jusqu'en 2005 %	Demande additionnelle 1998-2005 10^9pi^3	Prévision de la demande 2005 10^9pi^3
Côte du Golfe	5 521	1,5%	1,6%	748	6 269
Centre du continent	1 302	1,0%	1,0%	108	1 410
Rocheuses	609	1,8%	3,1%	166	775
Ouest É.-U.	2 488	1,3%	2,4%	520	3 008
Midwest É.-U.	4 182	-0,2%	2,2%	795	4 977
Nord-Est É.-U.	2 859	1,4%	3,1%	791	3 650
Atlantique sud É.-U.	1 770	2,9%	3,8%	615	2 385
Autres états É.-U.	583	-6,3%	2,4%	122	705
Total util. finale US	19 314	0,9%	2,6%	3 864	23 178
Combust. canal, etc., É.-U.	1 975	1,9%	1,7%	286	2 261
Demande É.-U. totale	21 289	1,0%	2,6%	4 151	25 440
Demande can. totale	2 585	1,1%	3,9%	785	3 370
Demande nord-amér. totale	23 874	1,0%	2,7%	4 936	28 810
Export. au Mex., Jap.	116	3,9%	1,0%	8	124
Total, gaz requis	23 990	1,0%	0,7%	4 944	28 934

Source : RNCan Nota : Les faibles taux de croissance de la demande au cours de la période 1993-1998 ne sont pas représentatifs et sont attribuables à une demande et à un climat anormaux en 1998. Les taux de croissance de la demande pour les autres périodes (p. ex. 1993-1997) étaient beaucoup plus élevés.

Perspectives jusqu'en 2005

Offre de gaz naturel

- Prévisions de la production aux É.-U.
- Perspectives régionales de la production aux É.-U.
- Besoins en forage dans la zone extracôtière du Golfe
- Prévisions de la production au Canada
- Besoins en forage au Canada
- Zone extracôtière de l'Est du Canada

Cinq prévisions de la production aux É.-U., ainsi que la moyenne, sont présentées. Pour 1996-1998, la courbe indique la production réelle aux É.-U. Les données utilisées proviennent du Natural Gas Monthly publié par EIA.

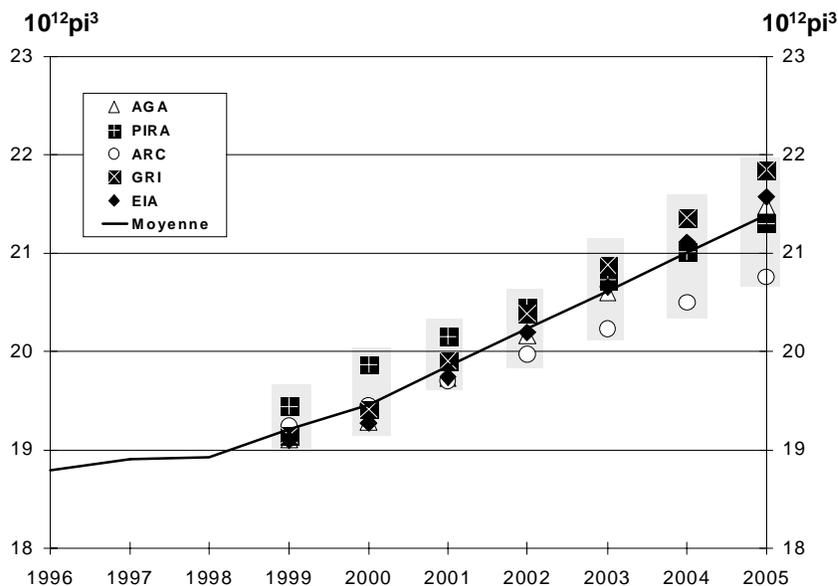
La moyenne montre une croissance annuelle de 1,7 % de 1998 à 2005. La croissance de la production de gaz aux É.-U. au cours des cinq dernières années a été **beaucoup** moins élevée, soit de 0,9 % seulement.

La faible croissance historique s'explique en partie par l'augmentation des importations canadiennes au cours des cinq dernières années. De ce fait, une croissance rapide de la production aux É.-U. n'était pas nécessaire.

Étant donné la perspective de la demande présentée dans la section précédente, et la perspective que d'autres volumes arrivent aux É.-U. (surtout les importations via les gazoducs du Canada), la production présentée à la droite sera entièrement consommée par le marché américain.

Figure 28 :

Prévisions de la production aux É.-U.



Sources : AGA, PIRA, ARC, GRI, EIA. Ne comprend pas le gaz complémentaire.

La plupart des organisations américaines sont très optimistes au sujet des perspectives de production pour la zone extracôtière du Golfe, surtout lorsqu'on tient compte des bons résultats obtenus jusqu'à maintenant en eau profonde. Par exemple, les agences gouvernementales (MMS et EIA) prévoient une croissance dans la zone extracôtière de 3,5 à 4,3 % jusqu'en 2005, alors que des experts-conseils (PIRA, Purvin et Gertz) prévoient une croissance de 2 %.

La plupart des prévisionnistes sont aussi optimistes en ce qui concerne les Rocheuses et les taux de croissance récente appuient cette perspective.

En ce qui concerne la zone non extracôtière du Golfe (terrestre et zone côtière de l'état) les experts-conseils prévoient une croissance de 2 % alors que EIA ne prévoit aucune croissance.

En général, on peut s'attendre à des taux intéressants de croissance de la production aux É.-U. À la lumière des taux de croissance antérieurs plus faibles, il sera peut-être difficile d'atteindre les taux de croissance élevée.

Tableau 9 :

Perspectives régionales de la production aux É.-U.

	Offre réelle	Croissance annuelle	Croissance annuelle	Taux de croissance jusqu'en	Production prévue	Offre additionnelle
	1998 10 ⁹ pi ³	1993-1998 %	1995-1998 %	2005 %	2005 10 ⁹ pi ³	1998-2005 10 ⁹ pi ³
Côte du Golfe						
Non extraco.	6 829	1,0%	0,5%	1,5%	7 579	750
Golfe extraco.	5 001	1,4%	1,4%	2,9%	6 109	1 108
Total du Golfe	11 830	1,1%	0,9%	2,1%	13 688	1 858
Rocheuses	3 161	4,6%	2,8%	3,2%	3 941	780
Mil. continent	2 332	-3,5%	-3,3%	-2,7%	1 925	-407
Autres É.-U.	1 604	0,1%	0,2%	2,0%	1 839	235
Total É.-U.	18 927	0,9%	0,6%	1,8%	21 393	2 466
Canada	5 765	4,3%	2,5%	3,5%	7 318	1 553
GNL/autre	219	1,6%	17,6%	0,2%	223	4
TOTAL	24 911	1,6%	1,1%	2,2%	28 934	4 023

Source : RNCAN. Nota : GNL/autre comprend le gaz complémentaire et les importations mexicaines.

Il est difficile de calculer les besoins en forage, mais il semble qu'il faudra augmenter l'activité de forage gazier aux É.-U. s'il n'en tient qu'aux prévisions établies en matière de production.

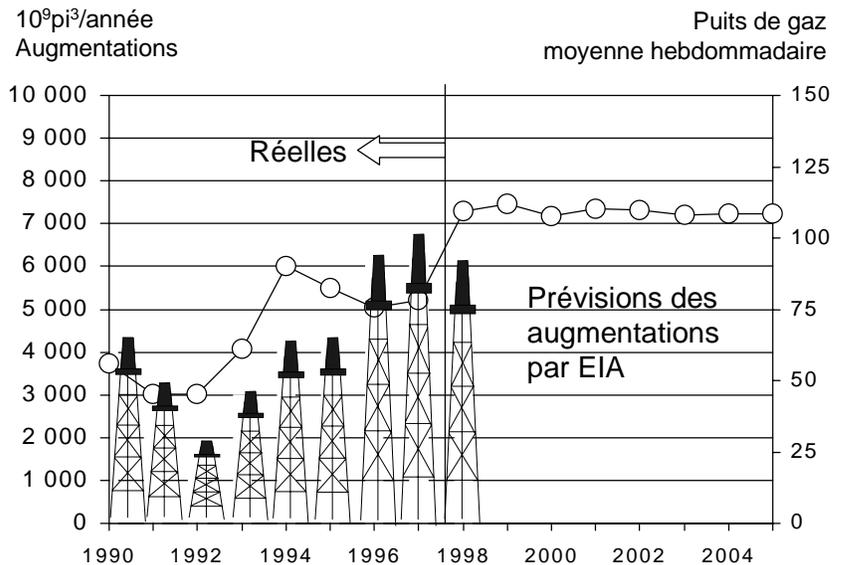
La courbe du tableau ci-contre représente les additions historiques aux réserves dans la zone extracôtière du Golfe ainsi que les estimations de EIA des additions de la réserve extracôtière requises (tirée de leurs Annual Energy Outlook 1999).

On voit aussi au tableau le nombre moyen hebdomadaire d'installations de forage gazier (1994-1998 de Baker Hughes, estimation pour 1990-1993).

Pour atteindre les additions prévues à la réserve, il sera vraisemblablement nécessaire d'augmenter l'activité de forage gazier dans la zone extracôtière du Golfe.

Figure 29 :

Besoins en forage dans la zone extracôtière du Golfe



Sources : EIA, Baker Hughes

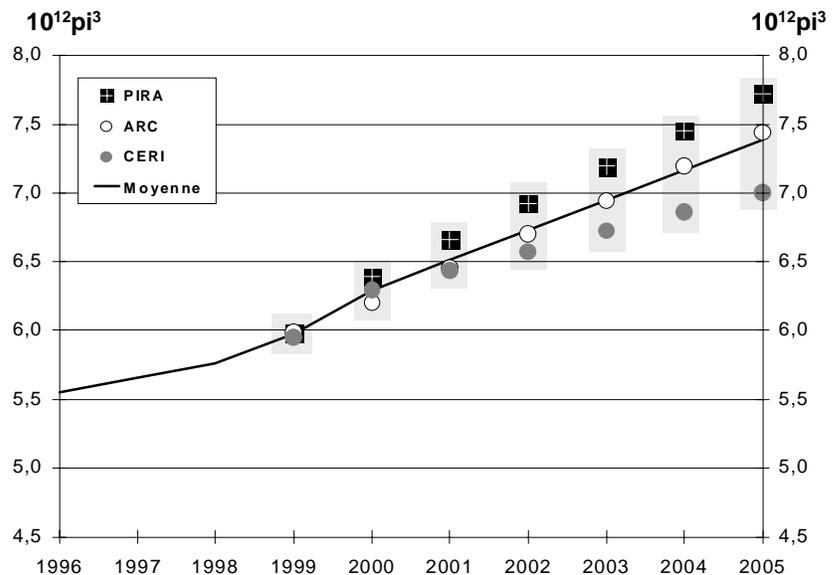
Les prévisions de la production de plusieurs organisations sont présentées ci-contre.

En moyenne, les prévisionnistes prévoient une croissance annuelle de la production de l'ordre de 3,6 %.

Au cours des cinq dernières années, la croissance réelle de la production a été de 4,3 % par an. Seule la région des Rocheuses américaines a connu un taux de croissance de la production plus élevé.

Figure 30 :

Prévisions de la production au Canada



Sources : CGA, PIRA, ARC

Au Canada, le forage gazier devra augmenter si on veut atteindre la production prévue.

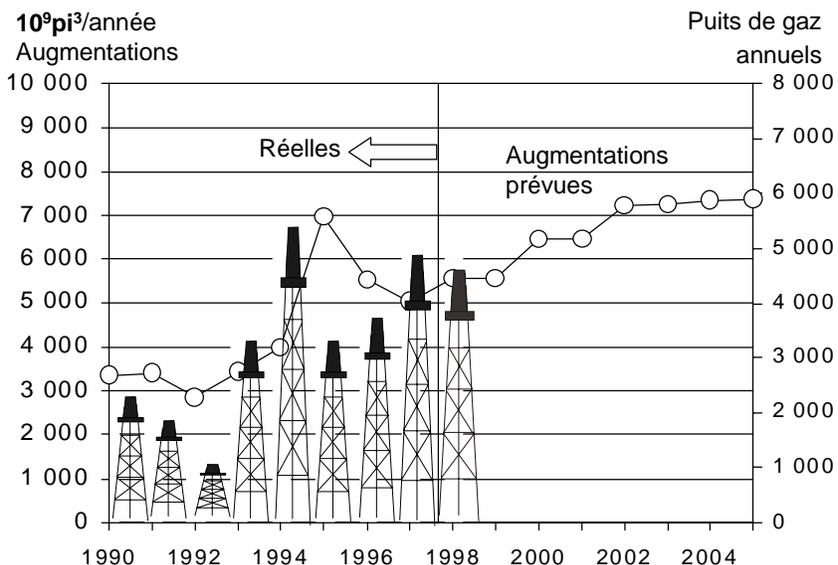
La courbe du tableau ci-contre indique les additions historiques aux réserves (avant les révisions) dans l'Ouest du Canada ainsi que le forage gazier annuel.

Nous estimons que les additions aux réserves dans l'Ouest du Canada devront augmenter à plus de 6 000 10^9pi^3 par an par rapport au niveau d'environ 5 500 10^9pi^3 des dernières années.

Cela sous-entend qu'il faudra peut-être augmenter le forage et que le nombre de puits forés dans l'Ouest du Canada devra vraisemblablement être porté à environ 5 500 puits par an. En 1998, 4 600 puits ont été forés au Canada.

Cependant, l'emplacement du forage pourrait avoir le même effet, forer davantage dans les Foothills pourrait générer des additions aux réserves plus élevées malgré un moindre nombre de puits.

Figure 31 :
Besoins en forage au Canada



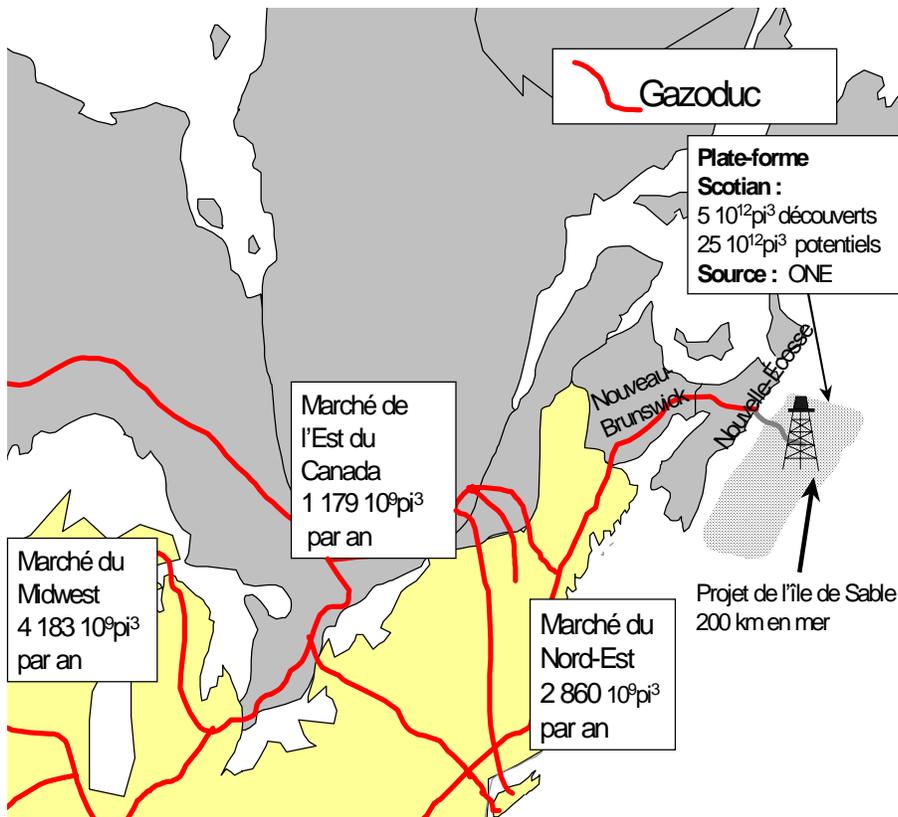
Sources : CAPP, RNCan

Il est à noter que la production devrait aussi commencer dans la zone extracôtière du Canada (région de l'île de Sable) en 1999. On prévoit que la production atteindra rapidement 530 $10^9 \text{pi}^3/\text{jour}$ ($193 \cdot 10^9 \text{pi}^3/\text{an}$). On croit généralement que la production provenant de la plate-forme Scotian pourrait augmenter lorsque de nouveaux projets sont identifiés et mis en oeuvre. Cependant, faute de propositions précises, nous n'avons pas spéculé sur l'ampleur des augmentations de la production ni sur le moment où elles se concrétiseront.

D'autres données sont présentées ci-contre. Les ressources découvertes du bassin de la plate-forme Scotian sont évaluées à $5 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$, auxquelles s'ajoute un potentiel de $25 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ additionnels (rapport préliminaire de l'ONE sur l'offre et la demande).

Comme on le voit, ce nouveau bassin est relativement bien situé, à proximité de plusieurs grands marchés.

Figure 32 : Zone extracôtière de l'Est du Canada



Perspectives jusqu'en 2005

Prix du gaz naturel

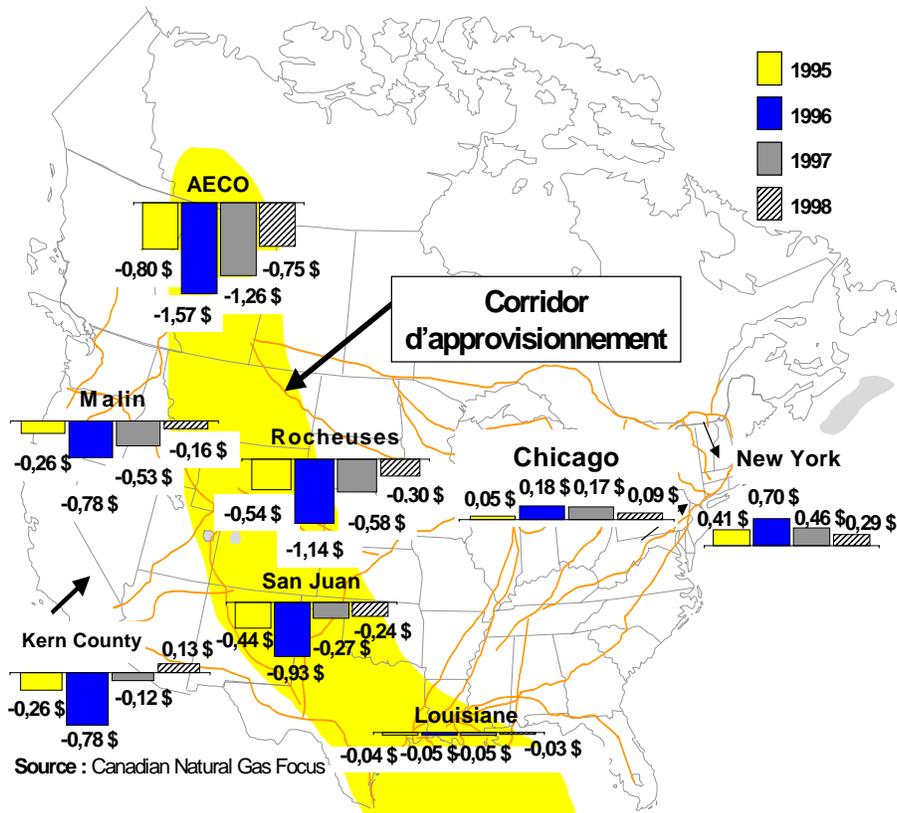
- Structure globale des prix
- Prix historiques du gaz et du pétrole
- Prévisions des prix du gaz aux É.-U.
- Prévisions des prix du gaz au Canada

Cette carte montre les prix des divers marchés du gaz par rapport au prix NYMEX. Par exemple, en 1995, le prix AECO atteignait en moyenne 0,80 \$/million de BTU de moins que NYMEX, 1,57 \$ de moins en 1996, 1,26 \$ de moins en 1997 et 0,75 \$ de moins en 1998.

L'offre de gaz est concentrée dans un corridor nord-sud s'étendant de la Louisiane à l'Alberta. Les coûts de l'offre et les prix du gaz diminuent progressivement vers le nord. Il y a peu de raccords de canalisation nord-sud dans ce corridor.

Les régions à l'extérieur de ce corridor importent le gaz et doivent payer les coûts d'approvisionnement ainsi que les coûts du transport par gazoduc. Les prix sur ces marchés sont dictés par le fournisseur marginal. Par exemple, les prix à Chicago et à New York sont ceux de la Louisiane plus les coûts de transport par gazoduc, et le prix de Kern County est le prix de San Juan plus le coût du transport par gazoduc.

Figure 33 : Structure globale des prix



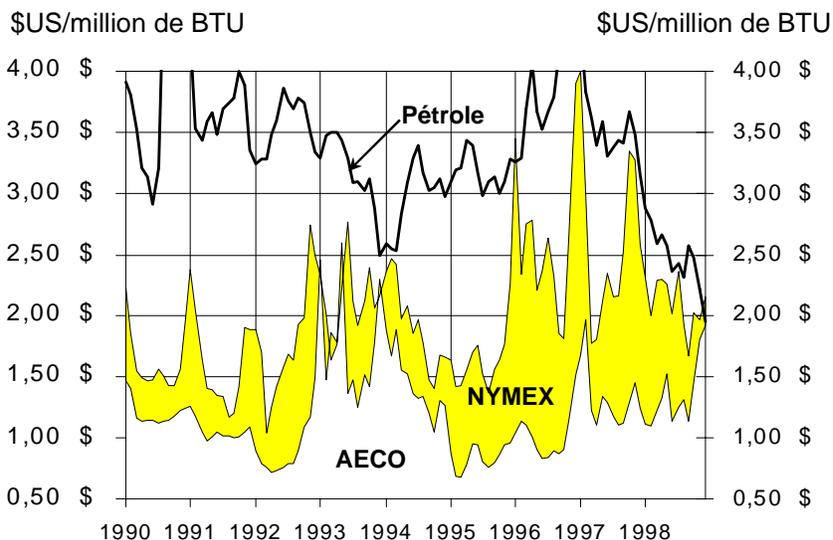
Le graphique ci-contre montre les courbes mensuelles de trois prix : West Texas Intermediate (à 5,8 million de BTU/baril); gaz au NYMEX; et gaz en Alberta (AECO). L'analyse de ces trois prix au cours des neuf dernières années peut permettre de mieux entrevoir l'avenir.

Pour la quasi totalité des années 1990, les prix du pétrole par million de BTU étaient beaucoup plus élevés que ceux du gaz. Les bons prix du pétrole pourraient avoir fourni des liquidités pour le développement du secteur gazier.

La situation a changé. À la fin de 1998, les prix du gaz atteignaient presque la parité avec ceux du pétrole.

Figure 34 :

Prix historiques du gaz et du pétrole



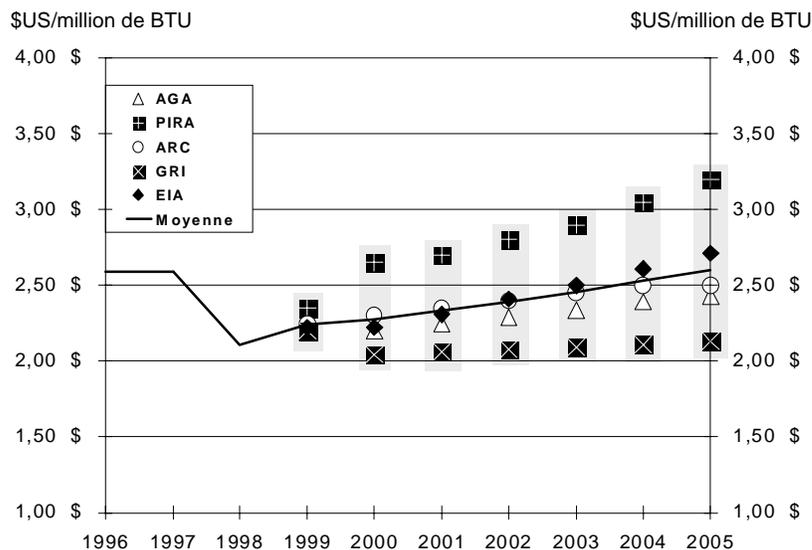
Sources : Canadian Natural Gas Focus, Federal Reserve Bank of Dallas

L'an dernier, le prix nominal moyen du gaz en dollars américains que prévoyaient nos prévisionnistes était de 2,41 \$ pour 2005. Cette année, le montant a augmenté à 2,60 \$.

Ces prévisions ont été établies au deuxième semestre de 1998. Elles seraient probablement différentes si on devait les refaire aujourd'hui.

Figure 35 :

Prévisions des prix du gaz aux É.-U.



Sources : AGA, PIRA, ARC, GRI, EIA **Nota :** Prix à la tête de puits ou prix Golfe. Certaines prévisions originales sont en dollars constants, convertis en dollars nominaux en supposant une inflation annuelle de 1,8 %. Les montants 1995-1998 sont les montants NYMEX réels.

L'an dernier, notre groupe de prévisionnistes fixait en moyenne à 2,05 \$/million de BTU le prix du gaz pour 2005. Cette année, il est de 2,26 \$.

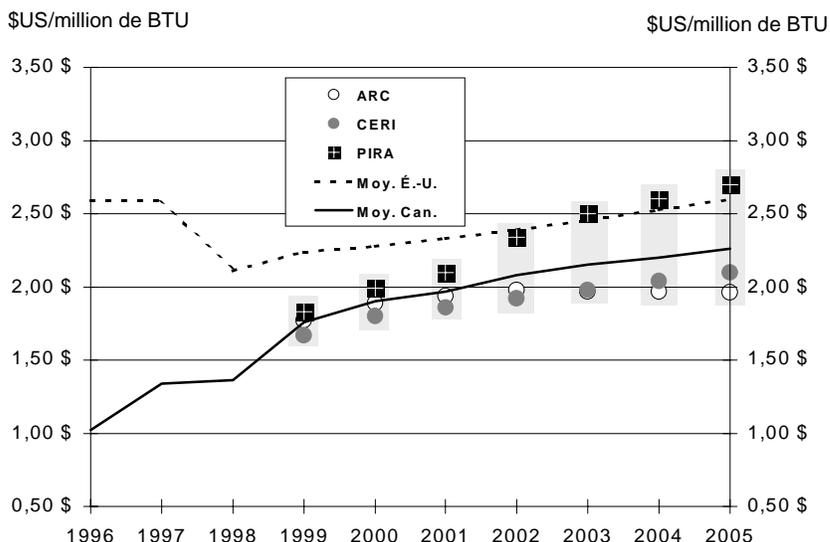
Les prévisionnistes s'attendent à ce que les prix des marchés américains et canadiens demeurent très alignés.

Une comparaison des prévisions des prix aux É.-U. et au Canada révèle un écart de 34 cents américains seulement entre les deux, ce qui est moins que les écarts historiques.

L'écart entre le prix NYMEX et le prix en Alberta a atteint en moyenne 87 cents américains en 1992, 35 cents en 1993 (après l'achèvement de grands gazoducs d'exportation tels que PGT), 48 cents en 1994, 80 cents en 1995, 1,57 \$ en 1996, 1,26 \$ en 1997 et 75 cents en 1998.

Figure 36 :

Prévisions des prix du gaz au Canada



Sources : AGA, PIRA, ARC, GRI, EIA, CERI **Nota :** Les données ARC et CERI sont des prévisions à la sortie de l'usine, ajouts de 0,12\$/million de BTU. PIRA = AEEO. Les prévisions sont en dollars nominaux, ARC suppose une inflation annuelle de 2 %, CERI est converti à 1,8 %. Les prix 1995-1998 sont les prix AEEO réels.

Perspectives jusqu'en 2005

Flux de gaz et capacité des gazoducs

- Flux requis
- Flux accrus des gazoducs 1998-2005
- Midwest et Nord-Est des É.-U.
- Maritimes et Nord-Est

Compte tenu des prévisions régionales de la demande et de la production dont font état les sections précédentes, certains flux de gaz sont implicites.

Les flux de chaque région d'approvisionnement sont calculés d'après l'offre prévue dont on a soustrait la demande prévue.

Toutes les grandes régions d'approvisionnement sauf le centre du continent présentent des flux accrus. La production du centre du continent diminue alors que sa demande augmente : cette région exportera donc de moins en moins de gaz au-delà de ses frontières. Cela libérera une capacité pipelinière qui pourrait être exploitée pour acheminer le gaz de la côte du Golfe au Midwest et au Nord-Est.

En ce qui concerne les régions de demande (dont la plupart ont aussi une petite production), le tableau montre le changement de la demande. La plupart de ces augmentations dans la demande devront être satisfaites par des flux accrus des gazoducs vers ces régions de demande.

Tableau 10 : Flux requis

10^9pi^3

Région, approvisionnement	Prévision de la production 2005	Prévision de la demande 2005	Flux net 2005	Flux net 1998	Différence, flux
Côte du Golfe	13 688	6 269	7 419	6 309	1 110
Centre du conti.	1 925	1 410	516	1 030	-514
Rocheuses É.-U.	3 941	775	3 166	2 552	614
Ouest canadien	7 125	1 680	5 445	4 339	1 106
Plate-forme Scotian	193	0	193	0	193
Total des flux accrus des régions d'approvisionnement 1998-2005					2 509
Région, demande	Prévision de la demande 2005	Demande réelle 1998	Différence, demande		
Ouest	3 008	2 488	520		
Midwest	4 977	4 182	795		
Nord-Est	3 650	2 859	791		
Atlantique sud	2 385	1 770	615		
Est canadien	1 691	1 179	512		
Augmentation totale de la demande dans les régions de demande 1998-2005				3 233	

Source : RNCAN. Nota : L'augmentation du flux n'est pas égale à l'augmentation de la demande dans les régions de demande en raison de la croissance de la production dans les régions de demande. Aussi à cause de problèmes de comptabilité de l'offre et de la demande. (Ne pas oublier que la production de 1998 a été supérieure de $921 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ à la demande de 1998.)

La carte ci-contre montre les principaux changements dans le flux du gaz qu'englobe notre analyse.

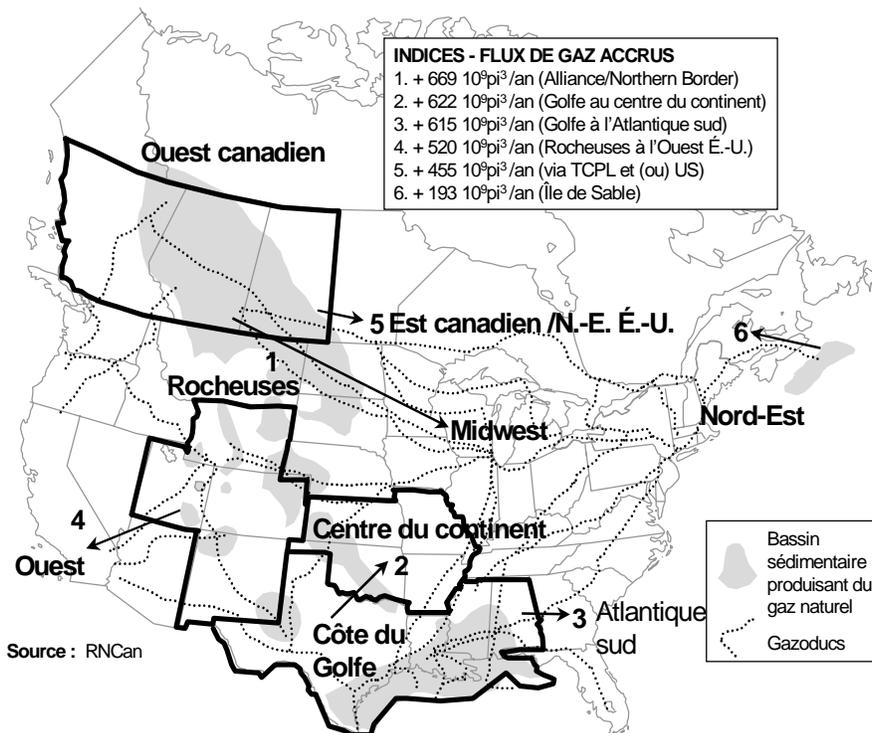
L'augmentation de la capacité d'exportation du Canada a été calculée après avoir examiné des propositions précises d'expansion des gazoducs.

Par contre, la nouvelle capacité pipelinière ne suffira pas à satisfaire les augmentations de flux prévues qu'il faudra acheminer à partir des Rocheuses et de la côte du Golfe.

Outre les grands changements indiqués, d'autres augmentations de flux pipeliniers seront nécessaires.

Figure 37 :

Flux accrus des gazoducs 1998-2005



Le Midwest est déjà doté d'une capacité d'importation pipelinière supérieure à la demande locale et il est question de l'augmenter. Il faudra apporter aux flux régionaux les ajustements nécessaires à l'adaptation à cette nouvelle capacité.

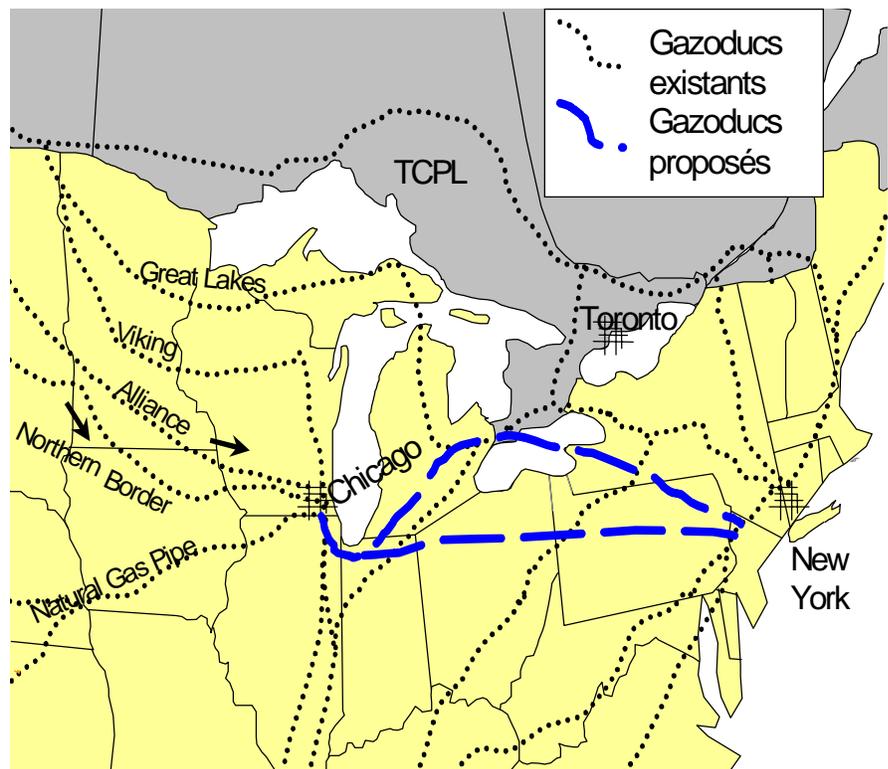
De nouveaux projets, d'autres prolongements (surtout Alliance et Northern Border) achemineront un plus grand volume de gaz au Midwest.

Le gaz proviendra en partie de la réduction des flux du centre du continent et de la côte du Golfe vers le nord.

Un plus grand volume de gaz canadien aura pour effet de réduire les prix (par rapport à ce qu'ils auraient été) dans le Midwest. Dans la mesure où le Midwest fait partie du grand marché de la côte du Golfe, du Midwest et du Nord-Est, cela aura aussi tendance à réduire les prix dans le Golfe.

De grands écarts de prix MW-NE auraient pour effet de stimuler la réalisation de projets de gazoducs reliant le Midwest au Nord-Est.

Figure 38 :
Midwest et Nord-Est des É.-U.

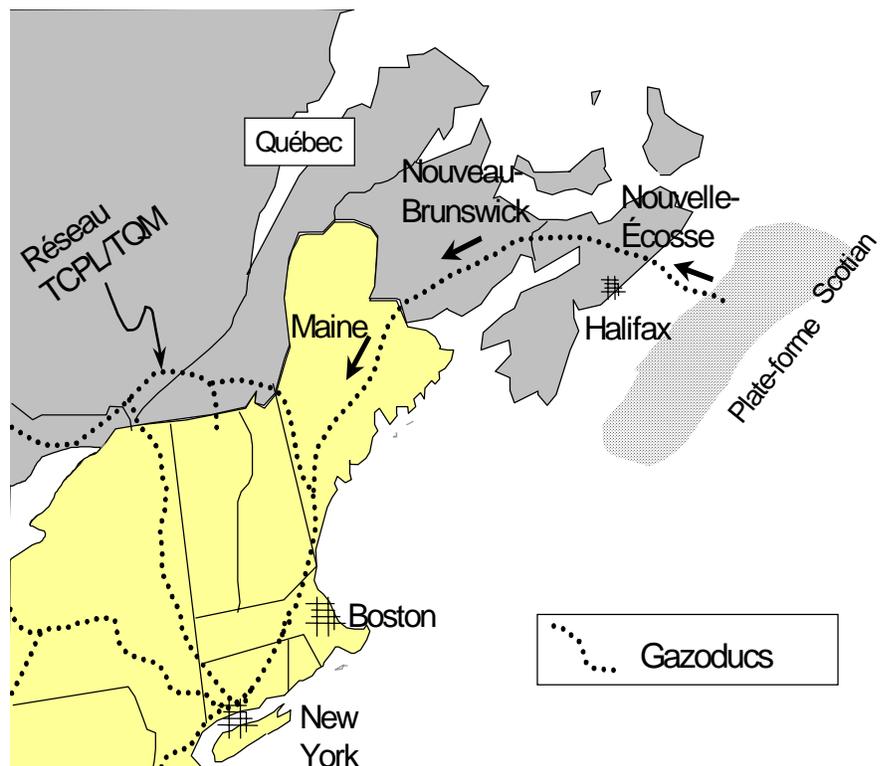


Auparavant, les Maritimes et la plus grande partie de Maine n'avaient pas accès au gaz naturel. Le projet extracôtier de l'île de Sable et le gazoduc Maritimes & Northeast vont leur donner accès au gaz naturel. De nouveaux marchés seront créés.

Pour le moment, on ne sait pas très bien si la production initiale prévue de 530 10⁶ pi³/j de l'île de Sable restera en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick et quel volume sera exporté.

Dépendant de la rapidité avec laquelle de nouveaux gisements gazéifères seront mis en valeur, la plate-forme Scotian pourrait devenir une source importante d'approvisionnement pour le Nord-Est des É.-U. Le gaz de la plate-forme Scotian entrerait en concurrence avec les zones d'approvisionnement de l'Ouest du Canada et de la côte du Golfe.

Figure 39 :
Maritimes et Nord-Est



Perspectives jusqu'en 2005

Ventes canadiennes à l'exportation et sur le marché intérieur

- Capacité d'exportation des gazoducs canadiens
- Perspectives des ventes à l'exportation et sur le marché intérieur
- Volumes à l'exportation et sur le marché intérieur
- Comparaison des prévisions d'exportation de gaz canadien
- Prévisions du revenu des exportations et sur le marché intérieur

Le tableau ci-contre montre la capacité récente et projetée aux différents points d'exportation. Les capacités prévues sont tirées des dépôts réglementaires des compagnies de gazoducs.

La capacité d'exploitation a connu en 1998 une augmentation de 986 10⁶pi³/j et elle devrait augmenter encore en 1999 et 2000.

En 1999, l'augmentation principale viendra du gazoduc Maritimes & Northeast à St. Stephen au Nouveau-Brunswick. Le tableau indique une capacité d'exportation de 360 10⁶pi³/j.

En 2000, l'augmentation principale viendra du projet Alliance; des gros projets de cette envergure sont souvent réalisés avec du retard. La date de mise en service a déjà été reportée une fois.

Le tableau fait état de la capacité jusqu'en l'an 2000, car il n'y a pas de projet en vue au-delà de l'an 2000.

Tableau 11 :
Capacité d'exportation des gazoducs canadiens
10⁶pi³/j

	1997	1998		1999		2000	
	Capacité de fin d'année	Augmen- tation	Capacité de fin d'année	Augmen- tation	Capacité de fin d'année	Augmen- tation	Capacité de fin d'année
Huntingdon (gazoduc N.-O.)	1 045		1 045		1 045		1 045
Huntingdon (gaz-util.)	380		380		380		380
Kingsgate (Foothills/ANG)	2 518	64	2 582		2 582		2 582
Total Ouest É.-U.	3 943	64	4 007		4 007		4 007
Monchy (Foothills)	1 500	690	2 190		2 190		2 190
Emerson (TCPL)	1 178	127	1 305	16	1 321	0	1 321
Fort Frances (TCPL)	26	0	26	1	27	0	27
Alliance						1 325	1 325
Divers	230	49	279		279		279
Total Midwest	2 934	866	3 800	17	3 817	1 325	5 142
Iroquois (TCPL)	883	0	883	-22	861	0	861
Niagara Falls (TCPL)	798	47	845	0	845	0	845
Chippawa (TCPL)	500	0	500	-20	480	0	480
St. Stephen (MNP)				360	360	0	360
E. Hereford (TCPL)				190	190	0	190
Cornwall (TCPL)	63	0	63	0	63	0	63
Napierville (TCPL)	56	5	61	0	61	0	61
Phillipsburg (TCPL)	40	10	50	0	50	0	50
Highwater (TCPL)	31	-6	25	-25	0	0	0
Total N.-E. É.-U.	2 371	56	2 427	483	2 910	0	2 910
Capacité totale (export)	9 248	986	10 234	500	10 734	1 325	12 059

Sources : Compagnies de gazoducs, dépôts réglementaires. Nota : La capacité de fin d'année en 10⁶pi³/j représente les volumes quotidiens approximatifs à contrats qui pouvaient être livrés le dernier jour de l'année. Les ajouts à la capacité sont généralement apportés le 1^{er} novembre.

À la lumière des capacités susmentionnées, et de nos estimations des facteurs de charge probables, nous avons établi la prévision des exportations ci-contre.

Lorsque s'ajoutent de grandes augmentations de capacité, les facteurs de charge des gazoducs d'exportation pour un marché donné ont tendance à diminuer. Par la suite, les facteurs de charge ont tendance à augmenter lentement.

En général, nous nous attendons à ce que les facteurs de charge demeurent élevés. L'expansion de 690 10⁶pi³/j apportée au gazoduc Northern Border, par exemple, en décembre 1998, est déjà utilisée à 97 % de sa capacité.

Ce tableau présente notre prévision de la production au Canada. Nous prévoyons que la production canadienne atteindra les 7,3 10¹²pi³ d'ici 2005.

Tableau 12 : Perspectives des ventes à l'exportation et sur le marché intérieur
10⁹pi³

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Huntingdon (côte Ouest)	372	433	432	437	442	447	453	458	463
Kingsgate (Foothills)	851	854	867	867	867	867	867	867	867
Total Ouest É.-U.	1 223	1 286	1 299	1 304	1 309	1 314	1 320	1 325	1 330
Monchy (Foothills)	543	558	793	793	687	703	719	735	751
Emerson (TCPL)	430	486	477	482	482	482	482	482	482
Fort Frances (TCPL)	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Alliance				105	416	426	435	445	455
Divers	53	75	100	100	100	100	100	100	100
Total Midwest	1 034	1 126	1 377	1 487	1 693	1 718	1 744	1 770	1 795
Iroquois (TCPL)	294	307	299	299	299	299	299	299	299
Niagara Falls (TCPL)	290	305	305	305	305	305	305	305	305
Chippawa (TCPL)	32	44	44	44	44	44	44	44	44
St. Stephen (MNP)			20	118	118	118	118	118	118
E. Hereford (TCPL)			3	17	17	17	17	17	17
Cornwall (TCPL)	16	11	14	14	14	14	14	14	14
Napierville (TCPL)	18	17	18	18	18	18	18	18	18
Phillipsburg (TCPL)	6	5	7	7	7	7	7	7	7
Highwater (TCPL)	11	9							
Total N.-E. É.-U.	667	699	709	822	822	822	822	822	822
Export. totales	2 923	3 111	3 385	3 612	3 824	3 855	3 885	3 916	3 947
Ouest canadien	1 491	1 406	1 424	1 454	1 499	1 544	1 589	1 635	1 680
Est canadien	1 285	1 179	1 490	1 541	1 571	1 601	1 631	1 661	1 691
Ventes int. totales	2 776	2 585	2 914	2 995	3 070	3 145	3 220	3 295	3 370
Ventes totales	5 699	5 696	6 299	6 607	6 894	7 000	7 106	7 212	7 318

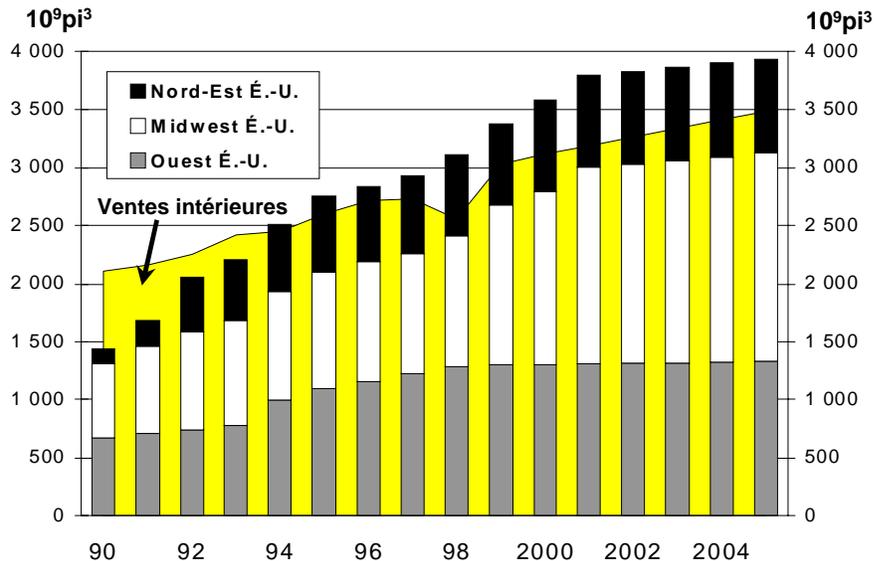
Source : RNCan

Le graphique à droite illustre notre prévision des exportations, qui devraient atteindre les $3,9 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ d'ici 2005.

Notre prévision des ventes sur le marché intérieur correspond simplement à la demande de gaz prévue à la section Perspective de la demande du présent rapport. Nous supposons que la production canadienne suffira à satisfaire la demande de gaz sur le marché intérieur. On prévoit pour ce faire des ventes intérieures canadiennes de $3,4 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ d'ici 2005.

La forte augmentation des exportations vers le Midwest des É.-U. en 2001 représente l'opération d'une première année complète du gazoduc Alliance.

Figure 40 :
Volumes à l'exportation et sur le marché intérieur



Sources : ONE, Statistique Canada, estimations et prévisions RNCan

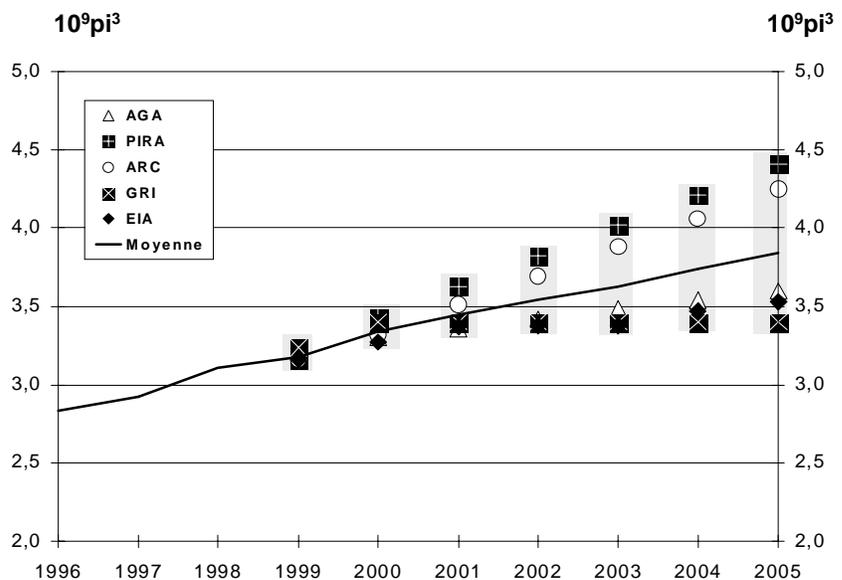
Cinq prévisions des exportations canadiennes de gaz aux É.-U. sont présentées en guise de comparaison avec notre prévision. La moyenne de ces prévisions montre que d'ici 2005 les exportations canadiennes de gaz atteindront $3,8 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$, ce qui est essentiellement à l'image de notre prévision.

Une plus faible demande aux É.-U. pourrait réduire les exportations canadiennes. Même si la demande américaine de gaz baissait, on s'attend à ce que les régions d'approvisionnement américaines, où les coûts sont plus élevés, absorbent le plus gros de la réduction de la demande.

Un autre facteur qui pourrait réduire les exportations canadiennes serait l'annulation ou le retard d'un grand projet de gazoduc. Cependant, tous les projets intégrés dans nos prévisions ont été approuvés par les organismes de réglementation et semblent aller de l'avant.

Enfin, un volume insuffisant de l'offre aurait pour effet de réduire les exportations canadiennes. Cependant, le volume a toujours connu une forte croissance par le passé.

Figure 41 :
Comparaison des prévisions d'exportation de gaz canadien



Sources : AGA, PIRA, ARC, GRI, EIA, ONE

Les revenus que peuvent envisager les producteurs canadiens sont basés sur les prévisions des prix et des volumes du gaz.

Les estimations présentées au tableau ci-contre supposent que les liens antérieurs entre les prix NYMEX et les revenus à l'exportation seront maintenus.

Parallèlement, il est supposé qu'il en sera de même pour les liens antérieurs entre les prix AECO et le revenu intérieur.

Ces liens sont appelés à changer et les revenus anticipés seront par conséquent affectés.

D'ici 2005, les revenus à l'exportation devraient augmenter de 43 % et atteindre 10,5 milliards \$CAN, surtout en raison de l'augmentation des volumes. Les revenus intérieurs devraient augmenter de 87 % pour atteindre 9,2 milliards \$CAN en raison de l'augmentation des volumes et des prix. On prévoit que les revenus totaux augmenteront de 61 % pour atteindre 19,7 milliards \$CAN.

Tableau 13 : Prévisions du revenu des exportations et sur le marché intérieur

VENTE À L'EXPORTATION		Réel/prévu Prix NYMEX É.-U. (\$US/Million BTU)	Prix d'export. à la frontière internationale (\$US/Million BTU)	Rentrée nette à la sortie de l'usine (\$US/Million BTU)	Revenus à la sortie de l'usine (millions \$US)	Revenus à la sortie de l'usine (millions \$CAN)
Volume (10 ⁹ pi ³)						
1997	2 923	2,59 \$	2,13 \$	1,76 \$	5 168 \$	7 149 \$
1998	3 111	2,11 \$	1,91 \$	1,58 \$	4 933 \$	7 321 \$
1999	3 385	2,24 \$	2,07 \$	1,72 \$	5 835 \$	8 841 \$
2000	3 612	2,28 \$	2,11 \$	1,76 \$	6 363 \$	9 357 \$
2001	3 824	2,33 \$	2,16 \$	1,81 \$	6 931 \$	9 902 \$
2002	3 855	2,39 \$	2,22 \$	1,87 \$	7 227 \$	10 037 \$
2003	3 885	2,46 \$	2,29 \$	1,94 \$	7 529 \$	10 174 \$
2004	3 916	2,53 \$	2,36 \$	2,01 \$	7 877 \$	10 364 \$
2005	3 947	2,60 \$	2,43 \$	2,08 \$	8 193 \$	10 504 \$

VENTES INTÉRIEURES		Réel/prévu Prix Alberta (\$US/Million BTU)	Réel/prévu Rentrée nette à la sortie de l'usine (\$US/Million BTU)	Revenus à la sortie de l'usine (millions \$US)	Revenus à la sortie de l'usine (millions \$CAN)	Totale Revenus à la sortie de l'usine (millions \$CAN)
Volume (10 ⁹ pi ³)						
1997	2 732	1,34 \$	1,23 \$	3 605 \$	4 991 \$	12 140 \$
1998	2 557	1,36 \$	1,26 \$	3 330 \$	4 940 \$	12 261 \$
1999	2 914	1,76 \$	1,64 \$	4 774 \$	7 233 \$	16 074 \$
2000	2 995	1,90 \$	1,78 \$	5 320 \$	7 823 \$	17 180 \$
2001	3 070	1,97 \$	1,85 \$	5 670 \$	8 100 \$	18 002 \$
2002	3 145	2,08 \$	1,96 \$	6 161 \$	8 557 \$	18 594 \$
2003	3 220	2,15 \$	2,03 \$	6 536 \$	8 833 \$	19 007 \$
2004	3 295	2,20 \$	2,08 \$	6 863 \$	9 030 \$	19 394 \$
2005	3 370	2,26 \$	2,14 \$	7 196 \$	9 225 \$	19 729 \$

Nota : Les revenus réels à l'exportation proviennent de l'ONE. Les rentrées nettes intérieures et les revenus réels sont calculés en utilisant les prix AECO et Huntingdon et en soustrayant les droits de transport publiés. Les revenus à l'exportation futurs sont estimés comme suit : on suppose que les rentrées nettes d'exportation sont égales aux prévisions des prix NYMEX (voir le rapport p. 42) moins 0,52 \$US. Les rentrées nettes qui en découlent sont multipliées par des ventes à l'exportation prévues. Les revenus intérieurs futurs sont estimés comme suit : les rentrées nettes intérieures futures sont présumées être égales aux prix prévus pour l'Alberta (voir le rapport, p. 43) moins 0,12 \$US. Les rentrées nettes qui en découlent sont multipliées par les ventes intérieures prévues.

Mise à jour concernant la réglementation

- Westcoast Energy Inc. – Nouveau cadre de réglementation
- Fusion TCPL-NOVA
- Accord industriel sur la concurrence et la réglementation dans le secteur des gazoducs
- Nouvelle structure des prix proposée par NOVA
- Politiques de renouvellement des contrats de TCPL
- Ontario - Nouveau cadre concurrentiel
- Situation du nucléaire en Ontario
- Distribution du gaz naturel dans les Maritimes
- Le bogue de l'an 2000 et le gouvernement canadien

Mise à jour concernant la réglementation

Cette section fait le point sur les principaux changements apportés à la réglementation canadienne au cours de la dernière année.

Westcoast Energy Inc. – Nouveau cadre de réglementation

Le 25 juin 1998, l'Office national de l'énergie (ONE) a approuvé la demande d'un cadre de réglementation souple présentée par Westcoast Energy Inc. (Westcoast). Dans ce cadre, les droits de Westcoast pour ses services de collecte (Zone 1) et de traitement (Zone 2) seront négociés avec les expéditeurs.

Voici un résumé des éléments de ce nouveau cadre :

- une introduction énonçant que Westcoast et ses actionnaires proposent un nouveau modèle de réglementation face à la concurrence accrue dans les services de collecte et de traitement en Colombie-Britannique;
- une politique de traitement équitable qui vise à assurer que toutes les parties qui désirent ou qui obtiennent un service de Westcoast sont traitées équitablement;
- une pratique en matière de passation de contrat qui établit les paramètres suivant lesquels Westcoast négociera des accords individuels avec les expéditeurs et qui fait en sorte que Westcoast continuera à offrir ses services en vertu de contrats normalisés aux expéditeurs qui ne souhaitent pas négocier de contrats individuels;
- une clause en ce qui a trait à la divulgation d'information sur le marché et la confidentialité des contrats qui établit les modalités suivant lesquelles l'information concernant les contrats négociés entre Westcoast et les expéditeurs sera communiquée à d'autres expéditeurs;
- un mécanisme de traitement des plaintes permettant aux parties de régler leurs différends sans avoir à les soumettre à l'ONE, notamment par le recours à la médiation, à l'arbitrage ou, le cas échéant à l'arbitrage de l'ONE;
- une politique sur l'utilisation et la cession d'actif qui établit le principe qu'en vertu de la proposition d'un cadre de réglementation souple, Westcoast est responsable de l'utilisation, et de la perte ou du gain résultant de la cession de ses installations de collecte et de traitement;
- une politique sur l'interconnexion conçue pour encourager la compétitivité dans le secteur des services de collecte et de traitement en permettant l'interconnexion d'installations de tiers avec les installations de Westcoast dans les zones 1 et 2.

Fusion TCPL-NOVA

Le 26 janvier 1998, TransCanada PipeLines Limited (TCPL) et NOVA Corporation (NOVA) ont annoncé un accord de fusion. NOVA est une société intégrée de transport de gaz et de production de produits pétrochimiques qui transporte plus de 4 10¹² pi³ de gaz par an à l'intérieur de l'Alberta, par l'entremise de sa filiale NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL).

TCPL reçoit du gaz de NGTL à la frontière Alberta-Saskatchewan et le transporte vers les marchés de l'Est. Au moment de l'annonce, il a été indiqué que NOVA Chemicals, une autre filiale de NOVA, deviendrait une société de produits chimiques indépendante.

Les sociétés ont décrit certains des avantages éventuels de cette fusion :

- préserver la participation et le contrôle canadiens des organisations de services énergétiques intérieurs;
- contribuer à la compétitivité dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien par des coûts et des droits moins élevés et par l'harmonisation de la planification de la capacité pipelinère;
- un service amélioré à la clientèle;
- une planification stratégique améliorée et accrue;
- une meilleure coordination des activités réglementées, et des objectifs cohérents devant permettre de réaliser des économies d'exploitation et d'investissement.

Le projet de fusion devait obtenir et a obtenu les approbations réglementaires de l'Alberta Energy and Utilities Board (AEUB), du Bureau de la concurrence du gouvernement fédéral et de l'US Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Suite à l'approbation des actionnaires respectifs, la Cour du banc de la Reine de l'Alberta a approuvé la fusion le 30 juin 1998.

L'entreprise fusionnée, qui portera le nom de TransCanada PipeLines Limited, a un actif d'environ 21,4 milliards \$ et est le quatrième plus grand fournisseur de services énergétiques de l'Amérique du Nord. Les deux réseaux de gazoducs vont continuer à être réglementés par l'ONE et l'AEUB dans leur champ de compétence respectif.

Accord industriel sur la concurrence et la réglementation dans le secteur des gazoducs

Le 7 avril 1998, NOVA Gas Transmission Ltd (NGTL), Nova Corporation (NOVA), TransCanada PipeLines Limited (TCPL), l'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP) et Small Explorers and Producers Association of Canada (SEPAAC) ont signé

Mise à jour concernant la réglementation

un accord visant à favoriser la concurrence, à offrir des services plus différenciés à la clientèle et harmoniser les intérêts dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

Cet accord avalise trois principes directeurs :

- le soutien à la concurrence et l'offre de services plus différenciés à la clientèle;
- la nécessité pour les deux compétiteurs et les réseaux existants de doter l'Ouest canadien d'une capacité pipelinière accrue de manière opportune, sécuritaire et rentable;
- la nécessité d'apporter des changements à la réglementation afin d'établir une concurrence équitable entre les gazoducs existants et nouveaux, reconnaissant qu'une telle concurrence est souhaitable et sert le meilleur intérêt du secteur.

NGTL, CAPP, SEPAC et TCPL ont convenu d'appliquer ces principes directeurs en 1998 :

- en mettant en vigueur une politique d'interconnexion donnant aux expéditeurs la possibilité d'un accès raisonnable aux réseaux de transport compétitifs et pour réduire le plus possible le chevauchement des installations; en soumettant un cadre de réglementation à l'examen de l'Office national de l'énergie et de l'Alberta Energy and Utilities Board;
- en élaborant un processus qui assurera une séparation adéquate entre les activités réglementées et non réglementées des sociétés pipelinières.

Nouvelle structure de prix proposée par NOVA

Le 6 avril 1999, par l'entremise de sa filiale NOVA Gas Transmission Ltd (NGTL), TransCanada PipeLines Limited (TCPL) a déposé auprès de l'Alberta Energy and Utilities Board (AEUB) une nouvelle proposition de prix pour les droits de transport du gaz par NGTL (NOVA Corporation et TCPL ont fusionné en 1998).

Cette dernière proposition s'inscrit dans la foulée d'un long processus visant à apporter des changements aux droits de transport du gaz en Alberta. Ce processus a débuté en 1996, lorsque les prix des services de transport de NGTL ont été mis en cause lors d'une audience auprès de l'AEUB sur les taux de NGTL.

Les étapes importantes de ce processus ont été divers accords entre TCPL/NGTL et ses expéditeurs : l'accord d'avril 1998, le cadre d'octobre 1998 ainsi que le protocole d'entente de mars 1999. La dernière requête est le résultat de ces négociations.

Le régime de droits proposé est basé sur une nouvelle formule de tarification au point de réception, qui remplacerait les droits dits «timbre-poste» adoptés en 1980. Sous le régime de tarification «timbre-poste», les clients payaient le même prix unitaire pour le transport du gaz, quelle que fût la distance parcourue. Il leur en coûte actuellement environ 0,28 \$ le millier de pieds cubes de gaz livré aux limites de l'Alberta et 0,14 \$ dans les limites de l'Alberta.

Sous le nouveau régime, le taux aux limites de l'Alberta varierait de 0,20 \$ à 0,36 \$ 10^6pi^3 et de 0,06 \$ à 0,22 \$ 10^6pi^3 dans les limites de l'Alberta.

Les droits refléteraient la distance parcourue à partir des points d'exportation aux limites de la province et d'autres facteurs. Des escomptes seront consentis si l'expéditeur signe des contrats à plus long terme avec NGTL, alors que des droits plus élevés s'appliqueront pour les accords à plus court terme. Une nouvelle période d'avis de renouvellement est aussi prévue. La nouvelle structure de prix serait mise en vigueur par étapes, en quatre ans.

La proposition entrevoit par ailleurs que NGTL ne construira plus de nouveaux raccordements entre les usines de traitement du gaz et les canalisations principales de NGTL dans le cadre de ses activités réglementées. Les producteurs ou tiers devraient construire les raccordements et les droits payés pour leur utilisation ne seraient pas réglementés. (C'est la situation actuelle concernant les canalisations de collecte qui transportent la production des puits aux usines de traitement.) Certains producteurs ont déjà exprimé leur opposition aux changements proposés à la politique concernant les raccordement.

On s'attend à ce que l'AEUB tienne une audience concernant cette proposition et TCPL espère obtenir une décision d'ici juillet 1999.

Politiques de renouvellement des contrats de TCPL

Aucun changement majeur n'est survenu en 1998 concernant les politiques de renouvellement des contrats sur le réseau de TransCanada PipeLines Limited (TCPL). En conséquence, TCPL n'a rien soumis pour l'approbation de l'Office national de l'énergie.

TCPL et ses expéditeurs travaillent à l'élaboration d'une nouvelle politique en cette matière. TCPL aimerait réviser sa politique actuelle afin de se donner plus de temps pour réagir et gérer la capacité retournée. Les changements veilleraient aussi à réduire le risque pour TCPL. (Pour se renseigner davantage sur cette question, consulter le rapport de l'an passé.)

Mise à jour concernant la réglementation

À cet égard, le protocole d'entente signé par TCPL et l'Association canadienne des producteurs pétroliers en mars 1999, ainsi que l'audience sur les droits de NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL) (voir le sujet précédent), ont évidemment une influence sur la question du renouvellement des contrats TCPL. Le nouvel accord sur les droits que demande NGTL comprend de nouvelles politiques sur le renouvellement contractuel.

Ontario — Nouveau cadre concurrentiel

En octobre 1998, le gouvernement de l'Ontario a adopté la *Loi sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* qui établissait un nouveau cadre réglementaire pour le secteur de l'énergie en Ontario. L'application de la nouvelle loi a marqué la fin du monopole de la production d'électricité exercé par Ontario Hydro et favorise la concurrence dans le secteur du gaz naturel.

La nouvelle loi instaure un marché plus ouvert et plus transparent en éliminant certains des obstacles aux transactions gazières, permettant notamment les transferts de titres dans les limites de la province. Auparavant, les acheteurs gaziers devaient prendre possession du gaz à l'extérieur de l'Ontario et le transporter dans la province via la capacité pipelinrière retenue par contrat. Les nouvelles règles permettront aux acheteurs d'acheter du gaz livré en Ontario. On prévoit que cela facilitera l'essor d'un marché plus liquide du gaz et la création d'un point de référence pour l'établissement des prix en Ontario. La loi élargit donc le choix du client, facilite l'établissement des prix selon le marché et encourage la concurrence à offrir aux clients un guichet unique pour le gaz naturel et l'électricité.

La nouvelle loi protégera aussi les petits consommateurs contre des pratiques commerciales douteuses de la part de certaines sociétés de commercialisation. Elle obligera les sociétés qui vendent du gaz naturel ou de l'électricité à de petits clients d'obtenir une licence de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) afin d'assurer la protection des consommateurs. Les sociétés de commercialisation de l'Ontario sont tenues d'obtenir une licence de la CEO depuis le 1^{er} mars 1999. Des dispositions prévoyant des pénalités s'appliqueront aux sociétés qui ne se conformeront pas à ces exigences.

L'application de la *Loi sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* devrait aider à rendre équitable le marché de l'électricité et du gaz naturel. Elle vise à assurer aux consommateurs un approvisionnement fiable et sécuritaire d'électricité et de gaz naturel aux prix les plus bas possibles.

Situation du nucléaire en Ontario

En 1997, Ontario Hydro a annoncé son plan d'optimisation de l'actif nucléaire comportant des améliorations de rendement dans les 12 réacteurs plus récents et la mise hors service de 7 réacteurs à Pickering-A et Bruce-A. Un réacteur de Bruce-A a été mis hors service en 1996. La mise hors service des réacteurs plus anciens était attribuable à des problèmes de gestion et de ressources et non pas à des difficultés technologiques. Les huit réacteurs hors service représentent environ 40 % de la capacité nucléaire installée de l'Ontario.

Ontario Hydro (maintenant Ontario Power Generation Inc. par suite de la déréglementation et de la rationalisation de l'électricité), prévoit remettre en service quatre réacteurs à Pickering-A à compter de l'an 2000. Les quatre réacteurs à Bruce-A devraient reprendre du service entre 2003 et 2007.

La grande capacité de production mise hors service a créé un vide et l'on s'est demandé si le gaz naturel le comblerait. Jusqu'à maintenant, l'impact sur la demande de gaz naturel ne semble pas aussi considérable que certains le prévoyaient. Plusieurs raisons expliquent cette situation : i) il y a un grand excédent de capacité d'alimentation au charbon en Ontario; ii) les prix du pétrole ont diminué plus que prévu et iii) la capacité des gazoducs est insuffisante. De plus, le gouvernement de l'Ontario a récemment autorisé Ontario Power à accroître sa capacité de transport de l'électricité provenant des É.-U. Les importations additionnelles d'électricité des É.-U. seraient produites dans des usines alimentées au charbon et non au gaz.

Une éventuelle augmentation de la demande de gaz naturel par suite de la diminution de la capacité de production nucléaire semble donc moins évidente que prévu et moins certaine. Des projets de production d'électricité utilisant du gaz naturel ont néanmoins été annoncés en 1998.

Distribution du gaz naturel dans les Maritimes

On s'attend qu'en novembre 1999 environ $440 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ de gaz naturel du projet extracôtier de l'île de Sable près de la Nouvelle-Écosse commenceront à emprunter le gazoduc Maritimes & Northeast Pipeline (MNP). Ce gazoduc, qui s'étend sur 1 000 kilomètres, atteindra de nouveaux marchés au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse et s'ajoutera aux exportations vers le Nord-Est des É.-U.

L'Office national de l'énergie (ONE) a approuvé en décembre 1997 la portion canadienne du gazoduc. De son côté, la Federal Energy Regulatory Commission a délivré un certificat final en 1998 approuvant la section

Mise à jour concernant la réglementation

américaine du gazoduc. Ce gazoduc est actuellement en construction.

Jusqu'à maintenant, on a proposé trois embranchements afin d'étendre la portée du gazoduc : celui de Point Tupper (Cap-Breton), celui de Halifax en Nouvelle-Écosse et celui de Saint John, au Nouveau-Brunswick.

- L'ONE a approuvé l'embranchement de Point Tupper en janvier 1999. Sa construction devrait commencer en mai 1999 et être achevée dès l'automne. Il devrait être en service en même temps que le gazoduc des Maritimes et du Nord-Est.
- Les audiences de l'ONE concernant l'embranchement de 124 kilomètres vers Halifax commenceront en mai 1999. L'entrée en service est prévue pour octobre 2000, plutôt que pour novembre 1999.
- Aucune date n'a été retenue pour les audiences de l'ONE concernant l'embranchement vers Saint John.

Le ministère des Ressources naturelles et de l'énergie du Nouveau-Brunswick réglementera la distribution du gaz naturel dans la province.

Trois différents types de droits de distribution réglementés par la province seront établis. Le plus grand nombre de clients sera assujéti à un droit de distribution des services publics pour l'ensemble de la province. La franchise de la distribution pour l'ensemble de la province devrait être attribuée d'ici la fin de juillet 1999.

Pour les grands consommateurs de gaz, un droit unique (moins élevé) d'utilisation pourra s'appliquer. Le grand consommateur achètera une franchise unique d'utilisation. Ces grands consommateurs ne seraient pas desservis par la société de distribution autorisée dans la province, mais recevraient le gaz directement du gazoduc MNP.

Enfin, il y aura également un droit de distribution pour les producteurs. Il se fait un peu de production au Nouveau-Brunswick et l'exploration se poursuit.

En Nouvelle-Écosse, le gouvernement provincial a adopté des directives pour assurer la disponibilité du gaz naturel dans tous les comtés et pour au moins 62 % des ménages d'ici sept ans. La Commission des services publics et d'examen tiendra des audiences concernant la distribution du gaz naturel dès ce printemps et présentera ensuite ses recommandations au gouvernement provincial par après.

Le bogue de l'an 2000 et le gouvernement canadien

Le gouvernement du Canada a adopté une stratégie en quatre volets pour résoudre les problèmes du bogue de l'an 2000. Le Conseil du Trésor doit s'assurer que les fonctions critiques de mission du gouvernement sont conformes à l'an 2000. Industrie Canada aide le secteur industriel canadien (notamment les petites et moyennes entreprises) à se préparer et à devenir conformes. Le ministère des Affaires étrangères et du Commerce international s'occupe des aspects internationaux du bogue de l'an 2000 alors que la Défense nationale est responsable de la planification des mesures d'urgence.

Le Groupe national de planification d'urgence du Canada (GNPUC) a été créé pour s'occuper de la planification d'urgence. Ce groupe évalue l'état de préparation au passage à l'an 2000 pour toute l'infrastructure essentielle à la santé, à la sécurité et au bien-être économique des Canadiens.

En ce qui concerne le secteur de l'énergie, soit l'électricité, le pétrole et le gaz naturel, le Groupe a demandé à Ressources naturelles Canada de réaliser le travail de reconnaissance nécessaire. RNCan effectue ce travail en coopération avec cinq grandes associations du secteur énergétique. L'Office national de l'énergie utilisera aussi les résultats de l'enquête menée auprès des gazoducs interprovinciaux réglementés dans le cadre de son programme de conformité au passage à l'an 2000.

La première enquête de RNCan a eu lieu en janvier 1999 et touché plus de 500 sociétés énergétiques. Les sociétés qui n'étaient pas conformes (surtout de petits distributeurs d'électricité), n'ont pas été incluses dans les vérifications périodiques.

Le Groupe utilisera les résultats de l'enquête de RNCan (et les résultats des enquêtes sur d'autres infrastructures essentielles telles que celles pour les télécommunications, les transports, les soins de santé, etc.) pour évaluer le risque que pose le bogue de l'an 2000 et pour éventuellement préparer des scénarios, des plans d'urgence et des recommandations qui seront présentés au gouvernement fédéral.

Jusqu'à maintenant, tout indique que le secteur de l'énergie a en général un niveau plus élevé d'activités de préparation aux éventuels problèmes informatiques de l'an 2000, notamment chez les grandes sociétés privées et les services publics réglementés. Les sociétés énergétiques canadiennes prévoient normalement que les systèmes essentiels à leurs activités seront prêts pour l'an 2000 dès le deuxième trimestre de 1999, de façon que le deuxième semestre de l'année serve à des mises au point, à la réparation

Mise à jour concernant la réglementation

de systèmes non essentiels et à la mise à l'essai des plans d'urgence dans le cadre des scénarios de vérification de la conformité à l'an 2000.

D'autres études ont indiqué que le secteur énergétique canadien mène la marche pour la préparation au passage de l'an 2000. Le North American Electricity Reliability Council rapporte que les producteurs d'électricité canadiens mènent les efforts de préparation en Amérique du Nord. Le Garner Group indique que l'état de préparation du secteur pétrolier et gazier canadien se compare à celui des É.-U.

BIBLIOGRAPHIE et SOURCES

1. *Energy Update December*, Advisory Research Capital (ARC), décembre 1998.
2. *Natural Gas Monthly*, Energy Information Administration (EIA), février 1999.
3. *Natural Gas Productive Capacity for the Lower 48 States 1986 through 1998*, EIA, décembre 1997.
4. *Annual Energy Outlook 1999*, EIA, décembre 1998.
5. *Natural Gas Annual 1997*, EIA, octobre 1998.
6. *The 1998 AGA TERA Base Case*, American Gas Association (AGA), juillet 1998.
7. *1998–2010 Forecast : Domestic Natural Gas Demand*, Association canadienne du gaz (ACG), décembre 1998.
8. *Gas Production and Capability Summary*, Alberta Energy and Utilities Board (AEUB), décembre 1998.
9. *Guide statistique de l'énergie*, Statistique Canada et Ressources naturelles Canada.
10. *Gulf of Mexico Outer Continental Shelf Daily Oil and Gas Production Rate Projections From 1998 through 2002*, Minerals Management Service (MMS), février 1998.
11. *GRI Baseline Projection of US Energy Supply and Demand, 1999 Edition*, Gas Research Institute (GRI), août 1998.
12. *North American Natural Gas Long Term Outlook : Market and Transportation Opportunities*, Canadian Energy Research Institute (CERI), mai 1998.
13. *Client Retainer Seminar 1998*, Petroleum Industry Research Associates (PIRA), octobre 1998.
14. *The Impact of Deepwater Gulf of Mexico Supplies on the North American Natural Gas Industry*, Purvin & Gertz, Inc., juillet 1998.
15. *Guide statistique 1997*, Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP).
16. *Climate Prediction Centre : Historical Degree Days*, National Oceanographic and Aeronautic Administration (US Weather Service) website : nic.fb4.noaa.gov/products/analysis_monitoring/cdus/pastdata/degree_days/.
17. *Production Summary Statistics 1998*, MMS website : www.gomr.mms.gov/homepg/fastfacts/Monthly/DateProd98.html.
18. *Statistiques des exportations*, inédit, de l'Office national de l'énergie (ONE).
19. *Baker Hughes Rig Counts*, Baker Hughes website : www.bakerhughes.com/mb3.htm.
20. *Canadian Natural Gas Focus*, Brent Friedenbergh Associates.
21. *Weekly Storage Reports*, Gas Daily, citant des enquêtes sur les volumes de stockage américains et canadiens effectuées par AGA et CGA.
22. *Canadian Energy Supply and Demand to 2025 Round Two Consultation Package*, ONE, le 6 janvier 1999.
23. *Mensuel sur les services de gaz, 55-002-XPB*, Statistique Canada, octobre 1998.
24. *FLASH – Gaz naturel*, Statistique Canada, décembre 1998.
25. *Taux de change* du site Web de la Banque du Canada : www.bank-banque-canada.ca/english/xrate.htm.
26. *Foster Natural Gas Report*, Foster Associates, Inc.
27. *Natural Gas Week*, Energy Intelligence Group.
28. *Daily Oil Bulletin*, Nickle's.
29. *Wells Drilled on a Completion Basis*, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors (CAODC) website : www.caocd.ca/Statistical Summaries/well completions.htm.