

Gaz naturel canadien

Revue de 1999 et perspectives jusqu'en 2010

Mai 2000

Division du gaz naturel

Direction des ressources énergétiques

Secteur de l'énergie

Ressources naturelles Canada

Avant-propos

Gaz naturel canadien : Revue de 1999 et perspectives jusqu'en 2010 est un document de travail annuel préparé par la Division du gaz naturel de Ressources naturelles Canada. Le document contient des résumés des tendances nord-américaines dans l'industrie du gaz naturel de même qu'un examen des exportations canadiennes de gaz.

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

L'objectif du présent rapport est de mieux comprendre le marché nord-américain du gaz naturel, dans un format qui peut être lu rapidement.

Sources

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. Les données pour 1999 sont préliminaires et posent certains problèmes, notamment l'important poste de balance du compte (gaz non comptabilisé), aux É.-U. En 1999, en raison des problèmes de données, l'offre est de presque un billion (10¹²) de pieds cubes supérieure à la demande, même en tenant compte des mouvements de stockage.

Mise à jour du site Web de la Division du gaz naturel

Ce rapport est accessible sur notre site Web : www.nrcan.gc.ca/es/erb/ngd/. Les autres rapports de la Division du gaz naturel, y compris les versions précédentes de la revue et des perspectives, se trouvent également sur ce site.

Le site vient d'être rénové et les anciens rapports ont été mis en format Adobe Acrobat. Les rapports peuvent maintenant être téléchargés plus rapidement et sont plus faciles à lire et à imprimer. Pour lire ces rapports, il faut avoir le logiciel Adobe 4, que l'on peut se procurer gratuitement.

On peut obtenir des copies noir et blanc du présent rapport. La version Internet est en couleur. Les clients qui disposent d'une imprimante couleur peuvent donc produire une version couleur à partir de la version Internet.

Pour obtenir une copie papier

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

Questions et commentaires

Tous les commentaires à propos de ce rapport sont les bienvenus et peuvent être adressés à Lianne Bazinet au (613) 995-5849 ou à Michel Chénier au (613) 992-8377. Les questions portant sur une section précise de l'annexe peuvent être adressées à son auteur (les initiales de l'auteur figurent à la fin de chaque article).

Division du gaz naturel

Personnel :

Directeur
Jim Booth
(613) 992-9780
jbooth@nrcan.gc.ca

Secrétaire
Diane Boisjoli
(613) 992-9612
dboisjol@nrcan.gc.ca

Bruce Akins
(613) 943-2214
bakins@nrcan.gc.ca

Lynn Allinson
(613) 996-1690
lyallins@nrcan.gc.ca

Lianne Bazinet
(613) 995-5849
lbazinet@nrcan.gc.ca

Michel Chénier
(613) 992-8377
mchenier@nrcan.gc.ca

John Foran
(613) 992-0287
jforan@nrcan.gc.ca

Zoé Leonard
(613) 992-7357
zleonard@nrcan.gc.ca

Pat Martin
(613) 995-0422
pmartin@nrcan.gc.ca

David McGrath
(613) 995-8921
dmcgrath@nrcan.gc.ca

Télécopieur : (613) 995-1913

17^e étage
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Gaz naturel canadien

Revue de 1999 et perspectives jusqu'en 2010

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|---|----|
| Sommaire..... | i |
| | |
| Revue de 1999 | |
| Demande de gaz naturel | 1 |
| Production de gaz naturel..... | 9 |
| Stockage de gaz naturel..... | 15 |
| Prix du gaz naturel..... | 19 |
| Flux de gaz et capacité des gazoducs..... | 23 |
| Ventes canadiennes à l'exportation et sur le marché intérieur | 27 |
| | |
| Perspectives jusqu'en 2010 | |
| Demande de gaz naturel | 33 |
| Offre de gaz naturel..... | 37 |
| Prix du gaz naturel..... | 41 |
| Flux de gaz et capacité des gazoducs..... | 43 |
| Ventes canadiennes à l'exportation et sur le marché intérieur | 47 |
| | |
| Annexe | |
| Revue sélective d'événements touchant la réglementation et les marchés..... | 51 |
| | |
| Bibliographie/Sources/Acronymes | 63 |

Sommaire

Sommaire

Pour la deuxième année consécutive, la demande est faible

La reprise de la demande est entièrement attribuable aux marchés captifs

Production nord-américaine faible

Les importations de GNL ont pratiquement doublé, pour atteindre 161 10⁹ pi³

REVUE DE 1999

Demande de gaz naturel

En 1999, la demande nord-américaine de gaz naturel est restée dans le marasme. Après avoir connu une croissance annuelle soutenue de 2,5 % par année de 1990 à 1997, la demande a baissé de 3,4 % en 1998. Au cours de 1999, elle a connu une certaine reprise, et a augmenté de 180 milliards de pieds cubes (10⁹ pi³) (1 %) pour atteindre 24 039 10⁹ pi³, ce qui est malgré tout, inférieur au niveau de la demande en 1997.

Après avoir baissé de 8 % en 1998, les marchés résidentiel et commercial, qui sont fonction de la température, ont regagné 3 % en 1999, mais sont demeurés en deçà des normales car l'hiver a été clément.

La demande industrielle a stagné en 1999, après avoir baissé de 2 % en 1998. L'absence de croissance est attribuable à la faiblesse des prix du pétrole brut au début de 1999, (ce qui a amené les consommateurs industriels à passer du gaz au pétrole) et à la faiblesse des prix des produits pétrochimiques (ce qui a fait baisser la demande en charge d'alimentation gazière).

La demande de gaz aux États-Unis (É.-U.) pour la production d'électricité a baissé de 4 % en 1999, surtout parce que l'été a été plus frais qu'en 1998. L'utilisation des climatiseurs au cours des chauds mois d'été entraîne une crête de la demande d'électricité, crête souvent comblée par le gaz naturel.

Au Canada, la demande dans l'Ouest (en Colombie-Britannique, en Alberta, en Saskatchewan et au Yukon) a stagné, tandis que dans l'Est du pays elle a progressé de 6 %, surtout en raison du temps plus froid qu'en 1998.

Offre de gaz naturel

Habituellement, une demande faible fait baisser les prix. Mais en 1999, les prix nord-américains du gaz ont été à la hausse (et dans certaines régions de façon très marquée) car on s'attendait à une faible croissance de l'offre. Dans l'ensemble, l'offre nord-américaine a augmenté de 276 10⁹ pi³ (1,1 %). La production aux É.-U. a stagné. Toute l'augmentation de l'offre est provenue du Canada, des importations de gaz naturel liquifié (GNL) et du Mexique.

Les importations de GNL vers les deux usines de regazéification qui fonctionnent aux É.-U. (Lake Charles, en Louisiane et Everett, au Massachusetts) ont beaucoup augmenté en 1999, passant de 83 10⁹ pi³ en 1998 à 161 10⁹ pi³ cette année. Auparavant, le GNL provenait surtout de l'Algérie, et un peu de l'Australie et des Émirats arabes unis. En 1999, les cargaisons de GNL sont également provenues de Trinidad, du Qatar et de la Malysie.

Dans l'ensemble, toute la croissance de la demande aux É.-U. depuis 1994 a été comblée par l'accroissement des importations, surtout en provenance du Canada.

Tendances régionales de l'offre, des forages et des prix

Nous analysons quatre grandes régions (la côte du Golfe, le centre du continent, les Rocheuses et l'Ouest canadien). La forte croissance de la production dans l'Ouest canadien et les Rocheuses américaines ($248 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ou 3 %) a été effacée par les réductions marquées ($213 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) dans les régions matures de la côte du Golfe et du centre du continent.

La production a été forte dans l'Ouest mais faible dans les régions de la côte du Golfe et du centre du continent

On attribue la réduction de la production dans le centre du continent et le Golfe à la faiblesse des prix du pétrole brut et du gaz naturel dans ces régions au cours de 1998 et de la première moitié de 1999. La production dans ces régions ne présente qu'un faible intérêt économique. Quand les prix du gaz naturel sont déprimés, les producteurs annulent leurs programmes de forage. C'est également ce qui se produit quand les prix du pétrole sont bas, car la production du gaz est souvent associée à celle du pétrole, et la faiblesse des prix du pétrole prive les producteurs des liquidités nécessaires aux forages gaziers.

Par conséquent, il y a eu très peu de forages dans les régions matures aux É.-U., surtout au premier semestre de 1999. Cela a beaucoup nuit à la capacité de production américaine. Même si les forages se sont maintenant rétablis, le temps qui s'écoule entre les forages et la production signifie que la production aux É.-U. ne se redressera pas avant 2000.

La production aux É.-U. a stagné car il y a eu peu de forages dans les régions matures

On doute de plus en plus que les producteurs américains de la côte du Golfe et du centre du continent pourront maintenir leurs niveaux actuels de production. En 1999, la Energy Information Administration (EIA) des É.-U. a publié son rapport annuel sur les changements des réserves de gaz prouvées aux É.-U. Les réserves de la côte du Golfe ont baissé de $2,6 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ (3 %) au cours de 1998. Cela pourrait laisser présager des problèmes de production dans la région.

À l'opposé, les producteurs dans les Rocheuses américaines et dans l'Ouest canadien ont vécu une situation tout à fait différente en 1999. Même si les prix du gaz de la côte du Golfe (NYMEX) n'ont progressé que de 5 % en 1999, ceux dans les Rocheuses ont grimpé de 15 % et dans l'Ouest canadien, de 44 %. C'est ce qui explique que les forages au Canada ont établi de nouveaux sommets en 1999, quand 6 300 puits de gaz ont été creusés. Le record précédent était de 5 300 puits en 1994.

Les prix dans les Rocheuses ont progressé de 15 % et de 44 % pour les producteurs canadiens

Les forages gaziers au Canada ont atteint de nouveaux sommets

Le relèvement des prix dans les Rocheuses et au Canada les a presque mis sur pied d'égalité avec les prix du Golfe en 1999. Par le passé, les prix du Golfe étaient en général beaucoup plus élevés. On attribue ce rapprochement des prix aux expansions des gazoducs en 1998. La nouvelle capacité pipelinère a supprimé les surplus gaziers qui existaient dans les Rocheuses et l'Ouest canadien, qui entraînaient les prix locaux à la baisse. À l'heure actuelle, les prix du gaz partout en Amérique du Nord se situent dans une étendue très étroite.

Sommaire

Accroissement des exportations canadiennes vers le Midwest

Les producteurs de la côte du Golfe délaissent le marché du Midwest au profit de l'Atlantique sud

Début de la production extracôtière dans l'Est du Canada

Les exportations canadiennes de gaz augmentent de $238 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ (8 %)

Flux du gaz

Nous analysons les flux du gaz entre les quatre régions productrices et les cinq régions consommatrices (l'Ouest américain, le Midwest, le Nord-Est, l'Atlantique Sud et l'Est du Canada).

En 1999, les tendances de flux du gaz ont continué à évoluer, et l'Ouest canadien a acheminé plus de gaz vers le Midwest que par le passé. Les autres corridors dont les flux sont en hausse sont ceux de la côte du Golfe à l'Atlantique Sud et des Rocheuses à l'Ouest américain. Le corridor du Golfe/centre du continent vers le Midwest est maintenant moins utilisé pour divers facteurs : l'augmentation des exportations du Canada vers le Midwest, la diminution de la production du Golfe et du centre du continent, qui freine les expéditions vers le Nord, et la hausse de la demande dans l'Atlantique Sud, dont tout le gaz provient du Golfe.

Le principal gazoduc qui a été terminé au cours de 1999 est celui de Maritimes & Northeast qui amène le gaz des nouveaux champs gaziers de l'île de Sable vers les marchés de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick et du Nord-Est américain. Ce gazoduc est entré en service le 31 décembre 1999. Il n'a qu'un seul fournisseur, le Sable Offshore Energy Project. L'usine de traitement du gaz a une capacité de $530 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{jour}$. À la frontière internationale, la capacité d'exportation du gazoduc est de $360 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{jour}$. En mars 2000, l'usine acheminait environ $280 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{jour}$ vers le Nord-Est américain.

Exportations canadiennes de gaz

Nous consacrons une bonne partie de notre rapport à l'analyse des exportations canadiennes de gaz. Les exportations de l'Ouest canadien vers le Midwest américain ont grimpé de $202 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ (18 %), profitant des importantes expansions de capacité vers la fin de 1998 (Foothills/Northern Border, TransCanada).

Dans une certaine mesure, ces augmentations ont été annulées par la diminution des exportations vers l'Ouest américain via les postes de Huntingdon et de Kingsgate, où les exportations ont baissé de $70 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ (5 %).

Les exportations à destination du Nord-Est américain ont progressé de $107 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ (15 %). Bien que la capacité ait augmenté dans le Nord-Est au cours de 1999 (gazoduc Maritimes & Northeast, Portland Natural Gas Transmission System), la majorité de cette nouvelle capacité ne s'est concrétisée que vers la fin de l'année. L'augmentation des exportations vers le Nord-Est était attribuable aux facteurs de charge plus élevés de la capacité actuelle aux postes d'exportation Iroquois et Niagara Falls.

Au total, les exportations canadiennes de gaz naturel ont atteint $3\,349\,10^9\text{ pi}^3$ en 1999, soit une augmentation de $238\,10^9\text{ pi}^3$ (8 %) par rapport à 1998. Les ventes des producteurs canadiens à l'intérieur ont atteint $2\,630\,10^9\text{ pi}^3$, en hausse de 2 %. Les exportations représentent maintenant 56 % de la production canadienne.

Contrairement aux années antérieures, les rentrées nettes des producteurs n'ont pas beaucoup varié selon les marchés. Le producteur canadien obtenait en moyenne un prix net à la sortie de l'usine de 1,87 \$US, en hausse de 28 %, que ses ventes soient destinées au marché intérieur ou aux exportations. Cette hausse a fait passer les revenus nets à la sortie de l'usine des producteurs d'environ 12,3 milliards \$ (en dollars canadiens) en 1998 à 16,6 milliards \$ en 1999, soit un bond de 35 %.

Les rentrées nettes des producteurs canadiens sont identiques dans tous les marchés régionaux

PERSPECTIVES JUSQU'EN 2010

Nos perspectives reposent en grande partie sur l'opinion de l'industrie, exprimée par plusieurs prévisionnistes. Nous dégageons des perspectives qui semblent faire l'unanimité, puis nous vérifions si elles sont raisonnables, les risques qu'elles représentent et leurs incidences sur le Canada.

Demande de gaz

Nos perspectives de la demande aux É.-U. ne sont que la moyenne de cinq prévisions. Nous supposons que la demande tant au Canada qu'aux É.-U. connaîtra une croissance de 2,5 % par année jusqu'en 2010. Au total, l'Amérique du Nord est présumée d'avoir besoin de $31,5\,10^{12}\text{ pi}^3$ de gaz d'ici 2010.

La demande nord-américaine devrait atteindre $31,4\,10^{12}\text{ pi}^3$ en 2010

Il s'agit d'une hausse de $7,4\,10^{12}\text{ pi}^3$ par rapport à la demande de 1999, et de $6,6\,10^{12}\text{ pi}^3$ rapport à l'offre en 1999 (l'offre et la demande en 1999 ne correspondent pas étant donné les variations de stockage et de mesure).

Offre de gaz

La majorité de l'offre supplémentaire devrait provenir de la côte du Golfe et du Canada. La production de la côte du Golfe atteindrait $14,5\,10^{12}\text{ pi}^3$, soit une hausse de $2,9\,10^{12}\text{ pi}^3$. Nous prévoyons que la production canadienne atteindra $7,6\,10^{12}\text{ pi}^3$ en 2010, en hausse de $1,7\,10^{12}\text{ pi}^3$ par rapport aux niveaux de 1999. Viendraient ensuite des hausses de l'offre des Rocheuses américaines (augmentation de $1,3\,10^{12}\text{ pi}^3$), et des autres régions américaines ($0,7\,10^{12}\text{ pi}^3$).

La majorité de l'offre supplémentaire devrait provenir du Canada et de la côte du Golfe

À notre avis, la principale inconnue demeure la capacité de la côte du Golfe d'augmenter sa production à ce rythme. Pour atteindre une production de $14,5\,10^{12}\text{ pi}^3$, les réserves de la côte du Golfe devraient passer de $78\,10^{12}\text{ pi}^3$ à ce moment jusqu'à environ $95\,10^{12}\text{ pi}^3$. Comme les réserves du Golfe s'amenuisent, c'est loin d'être chose faite.

Sommaire

Autre scénario : diminution de l'offre de la côte du Golfe et augmentation imprévue de la production des autres régions

De nombreux observateurs prévoient que le prix du gaz naturel américain pourrait frôler les 3,00 \$/million de BTU en 2010

Il faudrait donner de l'expansion aux corridors de divers gazoducs

Les exportations canadiennes de gaz naturel devraient atteindre $4,1 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2010 et la production canadienne devrait totaliser $7,6 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$

Il faudrait autrement que les autres sources d'approvisionnement compensent le manque à produire du Golfe. C'est ainsi qu'on pourrait voir une augmentation plus importante que prévue de la production de l'Ouest canadien, étant donné les niveaux sans précédent de liquidités et de forages dans la région; de nouveaux projets de GNL; une augmentation de la production sur la plate-forme Scotian, outre les projets déjà annoncés; ou davantage d'importations de gaz en provenance du Mexique.

Vers la fin de la période, il se pourrait qu'on envisage d'exploiter des sources d'approvisionnement qui pour l'instant ne sont pas rentables, comme le gaz au large des côtes de Terre-Neuve; le méthane de filon houiller du Canada; ou le gaz qui se trouve en Alaska ou dans le delta du Mackenzie.

Prix du gaz

Divers analystes prévoient que les prix moyens américains devraient atteindre environ 3,00 \$US/million de BTU en 2010 (nominaux). Les prix canadiens, qui ont fait l'objet d'une analyse semblable, devraient plus ou moins suivre la même trajectoire que les prix américains mais demeurer légèrement inférieurs et s'écarter de plus en plus des prix américains.

Flux de gaz

D'après les prévisions régionales de l'offre et de la demande, nous avons calculé les tendances des flux de gaz et leurs incidences sur la construction de nouveaux gazoducs.

On devrait voir d'importantes expansions des gazoducs de la côte du Golfe vers l'Atlantique Sud; de l'Ouest canadien vers le Midwest américain, et des Rocheuses vers l'Ouest américain et/ou le Midwest. En outre, le Nord-Est américain aura besoin d'une capacité gazière supplémentaire, probablement en provenance du Midwest américain, et peut-être également de l'Est du Canada. Un examen des projets révèle que bon nombre de ces gazoducs sont déjà en construction ou à l'état de projet.

Exportations canadiennes de gaz

Nos perspectives concernant les exportations de gaz naturel du Canada vers les É.-U. sont fondées sur la capacité d'exportations actuelle ou prévue. Une fois le projet Alliance terminé, le Canada pourra exporter $12 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{jour}$ de gaz aux É.-U., ou $4,4 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3/\text{année}$. Compte tenu de ce que nous savons déjà des facteurs de charge, nous prévoyons que les exportations atteindront $4,1 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2010, si nous ne tenons compte que de la capacité actuelle ou en cours de construction. Le facteur de charge moyen d'exportation serait alors de 94 %.

Ajouté à la croissance de la demande à l'intérieur, ceci impliquerait que la production au Canada soit de $7,6 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2010. Si le Canada se dotait avant 2010 de nouveaux gazoducs vers les É.-U., nos perspectives d'exportation et de production canadiennes pourraient très bien être en deçà de la réalité.

Revue de 1999

Demande de gaz naturel

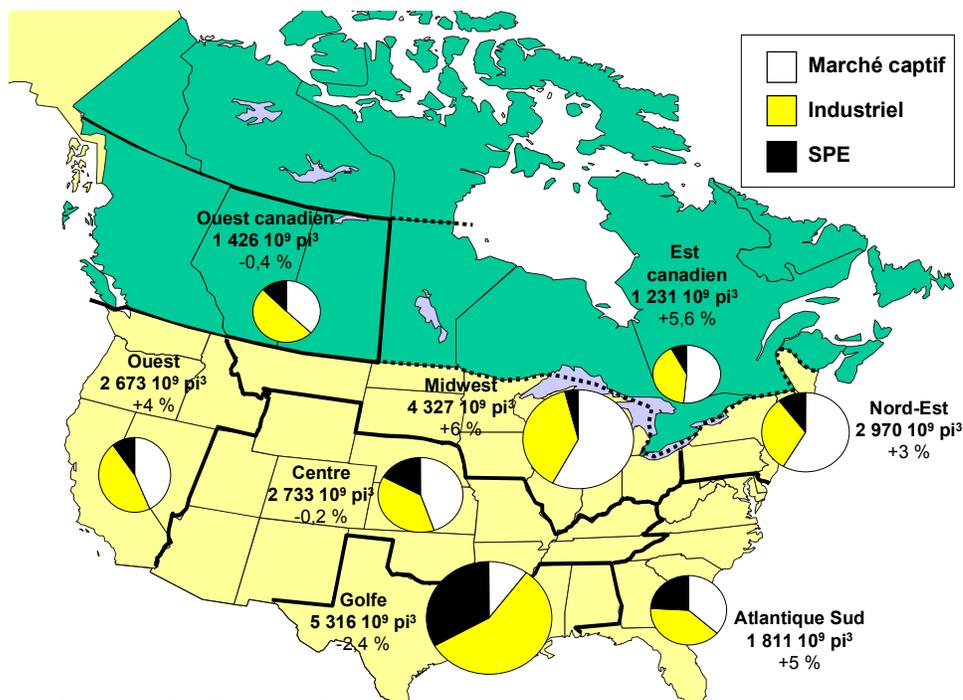
Aux fins d'analyse, nous divisons les États-Unis et le Canada selon les régions indiquées sur la carte.

Les diagrammes circulaires illustrent l'importance relative de la demande de gaz par région, ainsi que sa répartition sectorielle dans chacune des régions.

Voici, en ordre décroissant, les secteurs où la demande de gaz est la plus forte :

- 1) Le secteur industriel de la côte du Golfe;
- 2) Le marché captif du Midwest;
- 3) Le marché captif du Nord-Est;
- 4) Les services publics d'électricité du Golfe (SPE);
- 5) Le secteur industriel du Midwest.

Figure 1 : Demande canadienne et américaine de gaz, par région et par secteur



Sources : EIA, Statistique Canada. Dans bien des cas, les derniers mois ont été estimés.

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

En 1999, la demande nord-américaine totale a augmenté de 1 p. 100 par rapport à 1998.

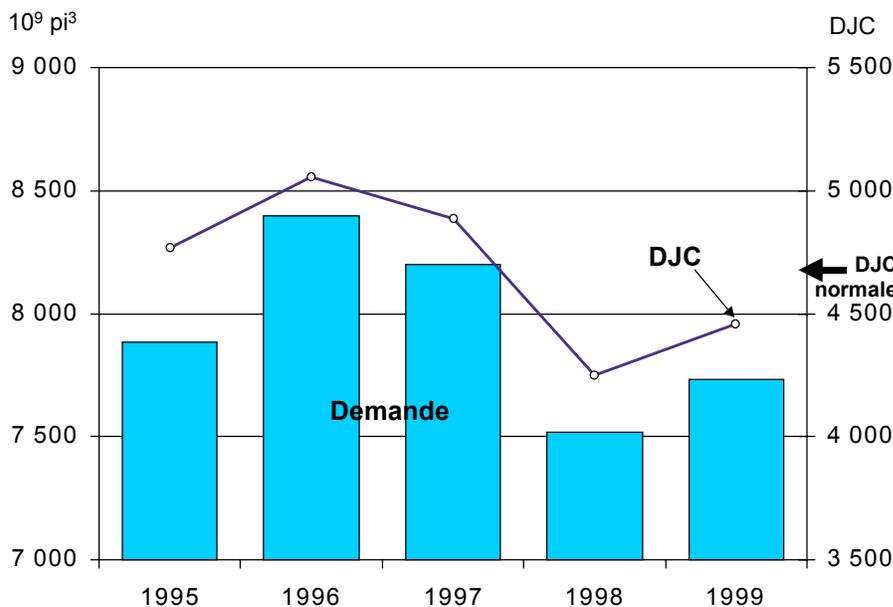
La seule hausse digne de mention s'est produite dans le marché captif (secteurs résidentiel et commercial).

La demande du secteur industriel nord-américain est demeurée stable, tandis que la demande américaine destinée à la production d'électricité a reculé de 4 p. 100, après avoir augmenté de 10 p. 100 et de 9 p. 100 en 1998 et en 1997 respectivement.

| | 1999 (10 ⁹ pi ³) | 1998 (10 ⁹ pi ³) | Différence (10 ⁹ pi ³) | Change- ment (%) |
|---|--|--|--|---------------------|
| Secteur résidentiel É.-U. | 4 666 | 4 520 | 146 | 3,2% |
| Secteur commercial É.-U. | 3 067 | 3 005 | 62 | 2,1% |
| Secteur industriel É.-U. | 8 653 | 8 686 | -33 | -0,4% |
| Services publics d'électricité É.-U. | 3 125 | 3 258 | -133 | -4,1% |
| Opérations gazières É.-U. | 1 871 | 1 792 | 79 | 4,4% |
| Demande intérieure É.-U. | 21 382 | 21 261 | 121 | 0,6% |
| Exportations américaines de GNL | 64 | 66 | -2 | -3,0% |
| Exportations américaines vers le Mexique | 61 | 53 | 8 | 15,1% |
| Disposition totale É.-U. | 21 507 | 21 380 | 127 | 0,6% |
| Secteur résidentiel canadien | 576 | 552 | 24 | 4,3% |
| Secteur commercial canadien | 394 | 382 | 13 | 3,4% |
| Secteur industriel canadien | 987 | 981 | 7 | 0,7% |
| Services publics d'électricité canadiens | 215 | 214 | 1 | 0,5% |
| Autres secteurs canadiens | 484 | 470 | 15 | 3,1% |
| Demande totale canadienne | 2 657 | 2 598 | 59 | 2,3% |
| Demande nord-américaine totale | 24 039 | 23 859 | 180 | 0,8% |
| Disposition nord-américaine totale | 24 164 | 23 978 | 186 | 0,8% |

Sources : EIA Natural Gas Monthly, Statistique Canada, estimations de RNCAN, Nota : La disposition nord-américaine totale du gaz est inférieure à l'offre totale nord-américaine en raison 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).

Figure 2
Degrés-jours de chauffage aux États-Unis
et demande du marché captif



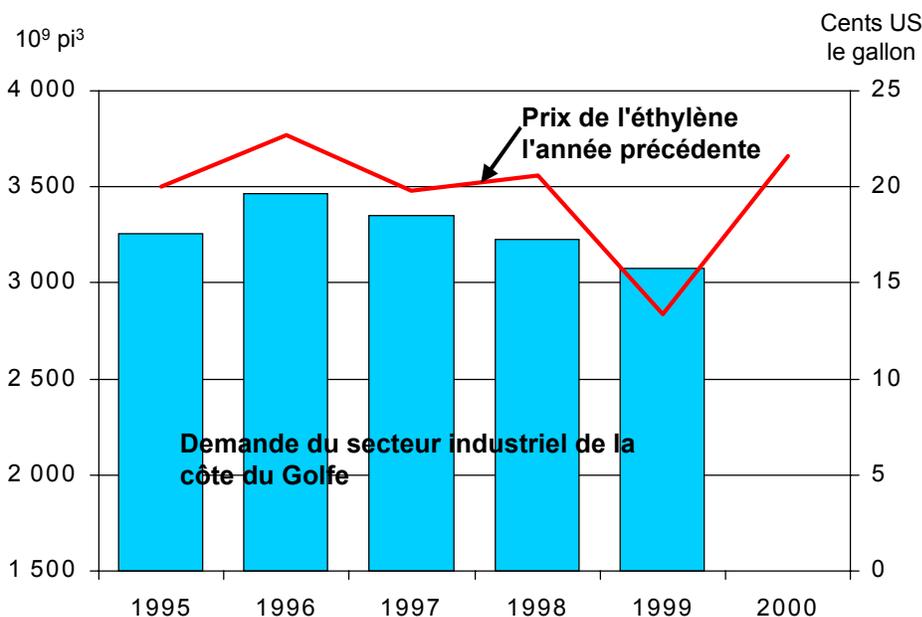
Sources : EIA, NOIAA

La variation du nombre de degrés-jours de chauffage (DJC) explique les fluctuations de la demande dans les marchés captifs (secteurs résidentiel et commercial).

Les DJC ont augmenté de 5 p. 100 en 1999 par rapport à 1998, ce qui a fait progresser la demande de 208 10⁹ pi³.

Cependant, le total des DJC aux États-Unis est demeuré de 6 p. 100 inférieur à la « normale » en 1999.

Figure 3
Demande industrielle de la côte du Golfe américaine



Sources : EIA, Purvin & Gertz

Dans l'ensemble, la demande du secteur industriel américain a reculé de 217 10⁹ pi³ depuis 1996, baisse entièrement attribuable à une diminution de 389 10⁹ pi³ dans la côte du Golfe (Texas, Louisiane, Mississippi et Alabama).

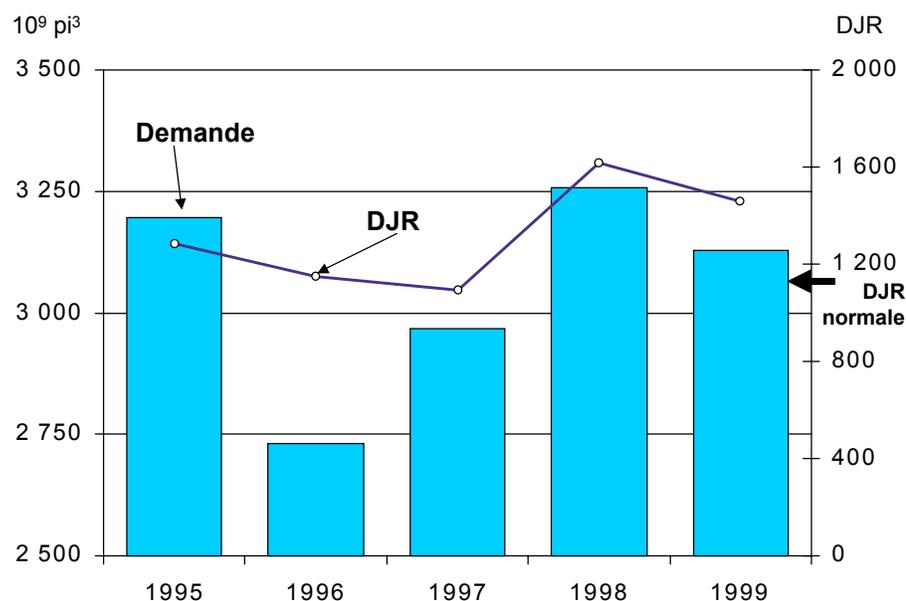
La majeure partie de la demande industrielle du Golfe provient de l'industrie pétrochimique et du raffinage. Ce déclin est dû à la faiblesse des prix des produits chimiques et à l'écart entre les prix du gaz et ceux du pétrole.

Figure 4
Degrés-jours de réfrigération et demande SPE aux États-Unis

Dans le secteur des services publics d'électricité (SPE), il y a une demande de pointe quand les gens mettent en marche leurs climatiseurs. Cette demande de pointe est généralement fournie par les centrales à charge de pointe alimentées au gaz.

Comme les étés 1998 et 1999 ont été plus chauds que la normale, la demande de gaz dans ce secteur a été haut au cours des deux dernières années.

La construction des nouvelles centrales alimentées au gaz contribue également à la hausse de la demande dans ce secteur.



Sources : EIA, NOAA

Tableau 2
Demande de gaz naturel par province
(10⁹ pi³)

Le tableau ci-contre illustre la demande canadienne par province.

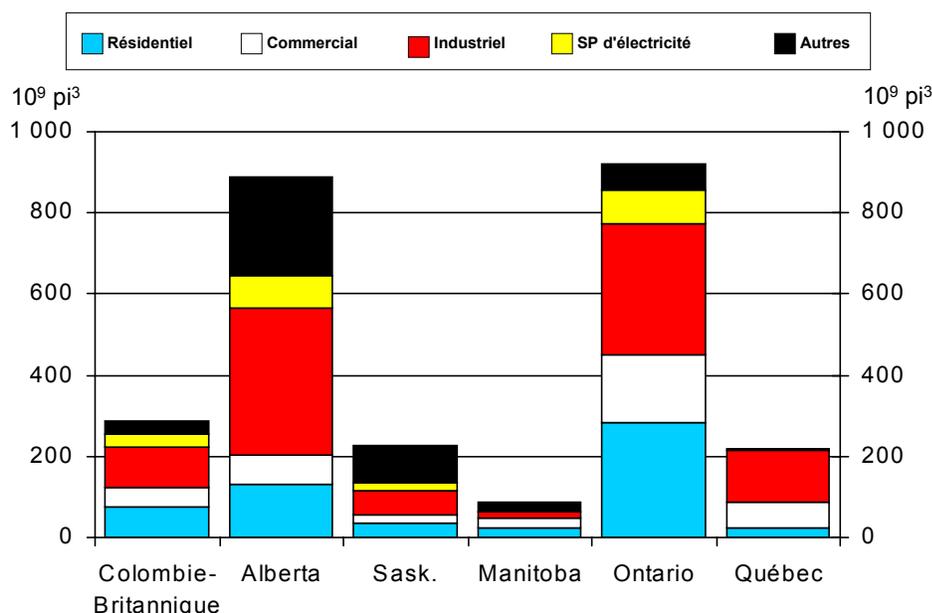
La demande au Manitoba a beaucoup augmenté en termes de pourcentage, en raison d'un programme visant à relier les zones rurales au réseau de distribution du gaz, et parce que l'élevage porcin a repris.

La demande en Alberta a chuté dans tous les secteurs, en bonne partie parce que l'hiver de 1999 a été plus clément que celui de 1998.

| 1999 | C.-B. | Alberta | Sask. | Manitoba | Ontario | Québec | Yukon | Total |
|------------|-------|---------|-------|----------|---------|--------|-------|---------|
| Janvier | 36,0 | 98,0 | 26,5 | 13,1 | 136,6 | 29,0 | 2,1 | 341,3 |
| Février | 32,8 | 82,3 | 21,4 | 9,4 | 110,7 | 24,2 | 1,5 | 282,4 |
| Mars | 31,2 | 88,7 | 23,9 | 8,5 | 114,5 | 24,6 | 1,8 | 293,2 |
| Avril | 23,1 | 71,0 | 18,5 | 7,1 | 73,1 | 19,3 | 2,0 | 214,1 |
| Mai | 20,2 | 67,4 | 16,2 | 5,0 | 61,1 | 14,9 | 1,9 | 186,7 |
| Juin | 17,5 | 58,3 | 12,4 | 4,1 | 41,6 | 11,6 | 1,3 | 146,9 |
| Juillet | 15,5 | 60,9 | 11,7 | 4,4 | 51,8 | 11,8 | 2,0 | 158,0 |
| Août | 14,2 | 57,5 | 14,7 | 4,9 | 46,3 | 12,2 | 2,0 | 151,9 |
| Septembre | 15,8 | 60,1 | 14,3 | 5,0 | 46,1 | 12,5 | 1,8 | 155,5 |
| Octobre | 22,4 | 76,7 | 20,5 | 8,6 | 56,1 | 16,2 | 2,0 | 202,5 |
| Novembre | 24,5 | 79,5 | 19,7 | 8,2 | 71,9 | 19,6 | 1,6 | 225,1 |
| Décembre | 35,4 | 88,5 | 26,8 | 10,9 | 110,8 | 24,9 | 2,0 | 299,2 |
| Total 1998 | 287,0 | 912,3 | 215,7 | 79,1 | 873,6 | 213,2 | 17,4 | 2 598,3 |
| Total 1999 | 288,6 | 888,9 | 226,7 | 89,3 | 920,6 | 220,8 | 22,2 | 2 657,0 |
| Différence | 1,6 | -23,4 | 11,0 | 10,2 | 47,0 | 7,6 | 4,7 | 58,7 |
| % change | 0,6% | -2,6% | 5,1% | 12,9% | 5,4% | 3,6% | 27,2% | 2,3% |

Sources : Statistique Canada, estimations de RNCan

Figure 5
Demande canadienne par province et par secteur



Sources : Statistique Canada, estimations de RNCan

Le tableau ci-contre illustre la répartition de la demande canadienne de gaz naturel.

C'est en Alberta et en Ontario que la consommation est la plus forte.

On classe dans « autres » les pertes en cours de retraitement, le combustible servant à l'exploitation des gazoducs, de même qu'un excédent de comptabilité.

Tableau 3
Demande sectorielle par province
(10⁹ pi³)

| | Résidentiel | Commercial | Industriel | SPE | Autres | Total |
|---------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| Colombie-Britannique 1999 | 74,9 | 49,1 | 97,5 | 31,6 | 35,5 | 288,6 |
| Colombie-Britannique 1998 | 73,2 | 47,7 | 98,8 | 32,6 | 34,8 | 287,0 |
| Alberta 1999 | 131,9 | 70,5 | 364,6 | 78,1 | 243,9 | 888,9 |
| Alberta 1998 | 137,1 | 73,0 | 376,9 | 80,4 | 244,9 | 912,3 |
| Saskatchewan 1999 | 37,6 | 19,4 | 59,0 | 19,3 | 91,4 | 226,7 |
| Saskatchewan 1998 | 36,9 | 19,2 | 54,0 | 18,2 | 87,3 | 215,7 |
| Manitoba 1999 | 23,6 | 25,4 | 15,6 | 0,0 | 24,5 | 89,3 |
| Manitoba 1998 | 21,5 | 23,1 | 13,1 | 0,0 | 21,3 | 79,1 |
| Ontario 1999 | 281,7 | 168,9 | 320,4 | 86,3 | 63,3 | 920,6 |
| Ontario 1998 | 260,0 | 161,5 | 308,9 | 83,0 | 60,2 | 873,6 |
| Québec 1999 | 24,5 | 61,2 | 130,3 | 0,0 | 4,8 | 220,8 |
| Québec 1998 | 22,4 | 57,1 | 128,9 | 0,0 | 4,7 | 213,2 |
| Yukon 1999 | 1,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 20,9 | 22,2 |
| Yukon 1998 | 0,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 16,5 | 17,4 |
| Total 1998 | 552,0 | 381,6 | 980,6 | 214,3 | 469,7 | 2 598,3 |
| Total 1999 | 575,6 | 394,4 | 987,4 | 215,3 | 484,3 | 2 657,0 |
| Différence | 23,5 | 12,8 | 6,8 | 1,0 | 14,6 | 58,7 |
| % change | 4,3% | 3,4% | 0,7% | 0,5% | 3,1% | 2,3% |

Sources : Statistique Canada, estimations de RNCan

Le tableau ci-contre reprend l'information du graphique précédent sous forme de tableau.

Tableau 4
Demande canadienne de gaz naturel
(10⁹ pi³)

Pour mieux comprendre la dynamique des gazoducs et les prix régionaux, il faut examiner la demande sur une base régionale.

Dans l'Ouest canadien, la demande a stagné en 1999 par rapport à 1998, tandis qu'elle a augmenté de 6 p.100 dans l'Est canadien.

Dans l'ensemble, la demande au Canada a progressé de 59 10⁹ pi³, soit 2 p. 100.

| 1999 | Ouest canadien (C.-B., AB, SA, YK) | Est canadien (MN, ON, QC, N.-B., N.-É.) | Total canadien |
|-------------------|---|--|-----------------------|
| Janvier | 162,6 | 178,7 | 341,3 |
| Février | 138,1 | 144,3 | 282,4 |
| Mars | 145,6 | 147,6 | 293,2 |
| Avril | 114,6 | 99,5 | 214,1 |
| Mai | 105,7 | 81,0 | 186,7 |
| Juin | 89,5 | 57,4 | 146,9 |
| Juillet | 90,0 | 68,0 | 158,0 |
| Août | 88,5 | 63,4 | 151,9 |
| Septembre | 92,0 | 63,6 | 155,5 |
| Octobre | 121,6 | 80,9 | 202,5 |
| Novembre | 125,4 | 99,8 | 225,1 |
| Décembre | 152,7 | 146,5 | 299,2 |
| Total 1998 | 1 432,4 | 1 165,9 | 2 598,3 |
| Total 1999 | 1 426,4 | 1 230,6 | 2 657,0 |
| Différence | -6,1 | 64,8 | 58,7 |
| % change | -0,4% | 5,6% | 2,3% |

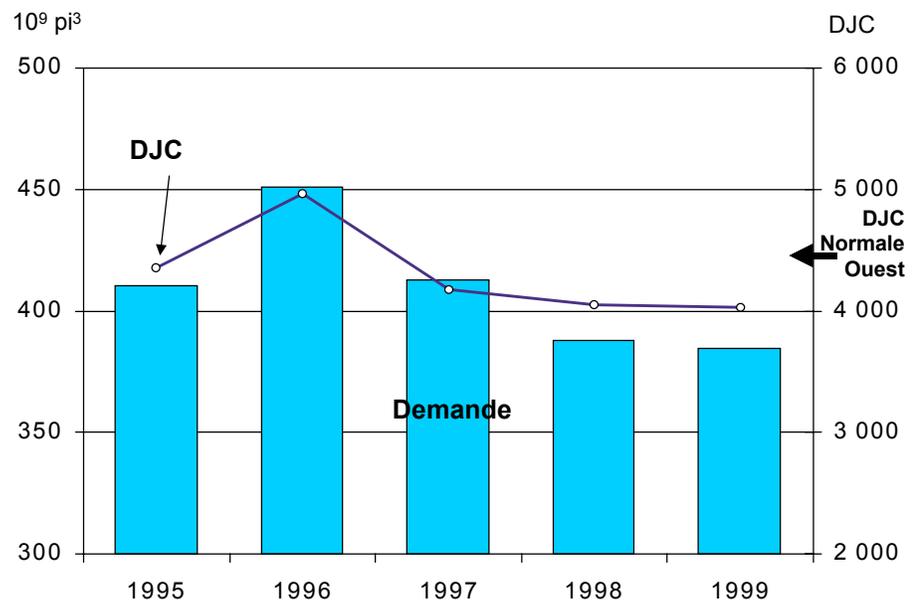
Sources : Statistique Canada, estimations de RNCAN

Figure 6
Demande du marché captif dans l'Ouest canadien
et degrés-jours de chauffage

Tout comme aux États-Unis, la demande résidentielle et commerciale au Canada dépend surtout du nombre de degrés-jours de chauffage.

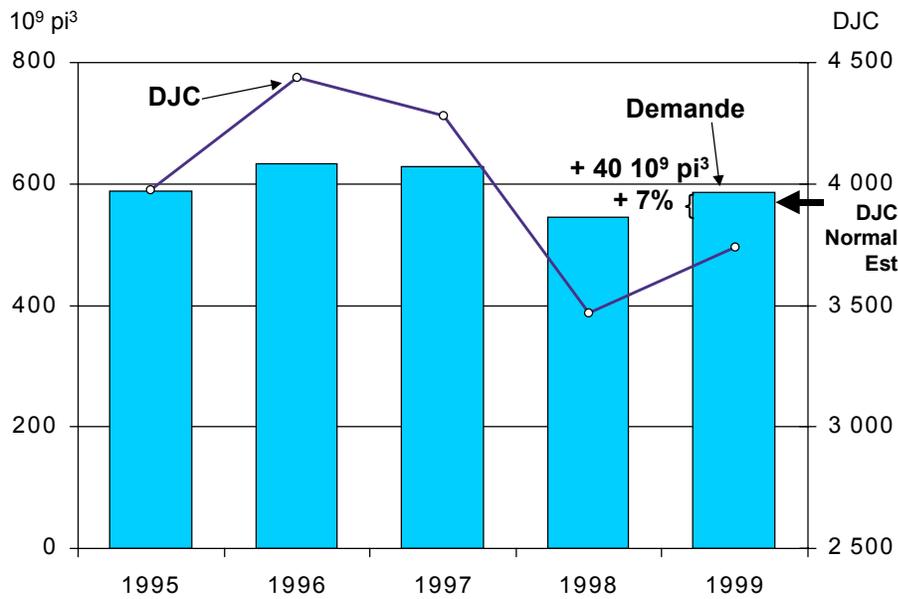
Dans l'Ouest canadien, la demande du marché captif a reculé de 1 p. 100 en raison d'une baisse de 1 p. 100 des DJC.

En Colombie-Britannique, les DJC ont augmenté de 9 p. 100 par rapport à 1998, et ils ont reculé de 1 p. 100 et de 2 p. 100 en Saskatchewan et en Alberta respectivement.



Sources : Statistique Canada, estimations de RNCAN

Figure 7
Demande du marché captif dans l'Est canadien
et degrés-jours de chauffage



Les DJC ont augmenté de 8 p. 100 en 1999 dans l'Est canadien, et la demande du marché captif, de 7 p. 100.

C'est en Ontario que s'est produite la plus forte hausse des DJC : 10 p. 100 par rapport à 1998.

Sources : Statistique Canada, estimations de RNCan

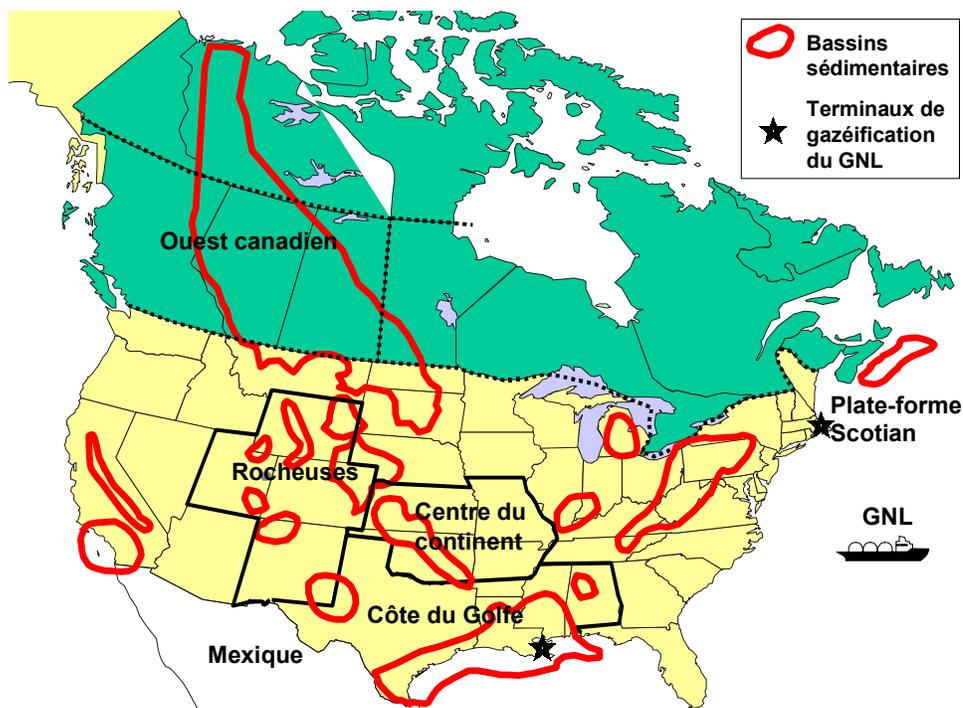
Revue de 1999

Production de gaz naturel

Figure 8
Régions productrices au Canada et aux États-Unis

La carte ci-contre illustre la répartition des régions productrices au Canada et aux États-Unis.

La plate-forme Scotian est une nouvelle région productrice, qui comprend le projet de l'île de Sable.



L'offre nord-américaine a progressé quelque peu, augmentant de 1 p. 100 en 1999.

La variation régionale la plus marquée s'est produite dans la côte du Golfe, où la production a reculé de $135 \times 10^9 \text{ pi}^3$. Cette baisse a été compensée par une augmentation équivalente de la production canadienne.

En termes de pourcentage, ce sont les importations mexicaines qui ont le plus augmenté (276 p. 100), mais elles étaient modestes au départ.

Les importations de GNL ont presque doublé, mais elles étaient aussi plutôt modestes au départ.

Tableau 5
Offre nord-américaine
(10^9 pi^3)

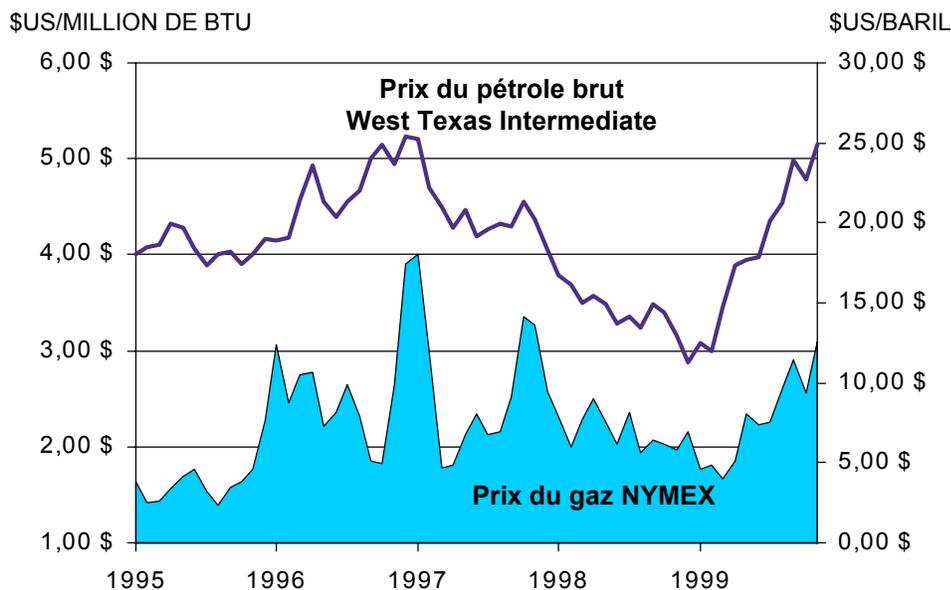
| | 1999 (10^9 pi^3) | 1998 (10^9 pi^3) | Différence (10^9 pi^3) | (%) changeme nt |
|--------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------------|-----------------------|
| Golfe-zone terrestre | 6 642 | 6 719 | -76 | -1,1% |
| Golfe-zone extracôtère | 4 964 | 5 022 | -58 | -1,2% |
| Total pour le Golfe | 11 606 | 11 741 | -135 | -1,1% |
| Centre du continent américain | 2 219 | 2 297 | -78 | -3,4% |
| Rocheuses américaines | 3 146 | 3 050 | 96 | 3,2% |
| Autres États américains | 1 749 | 1 620 | 129 | 8,0% |
| Production É.-U. totale | 18 721 | 18 708 | 13 | 0,1% |
| Production canadienne | 5 932 | 5 780 | 152 | 2,6% |
| GNL | 161 | 83 | 78 | 94,0% |
| Importations du Mexique | 55 | 15 | 40 | 275,9% |
| Supplémentaires | 95 | 102 | -7 | -6,9% |
| TOTAL DE L'OFFRE N.-A. | 24 964 | 24 688 | 276 | 1,1% |

Sources : Natural Gas Monthly EIA mars 2000, Statistique Canada, MMS, estimations de RNCan.

Nota : Golfe-zone extracôtère comprend seulement la zone extracôtère du Golfe du Mexique.

Statistique Canada présente normalement la production nette des pertes en cours de retraitement. Ces chiffres sont donnés avant le retraitement, c'est-à-dire qu'ils sont plus élevés.

Figure 9
Prix du gaz naturel et du pétrole brut

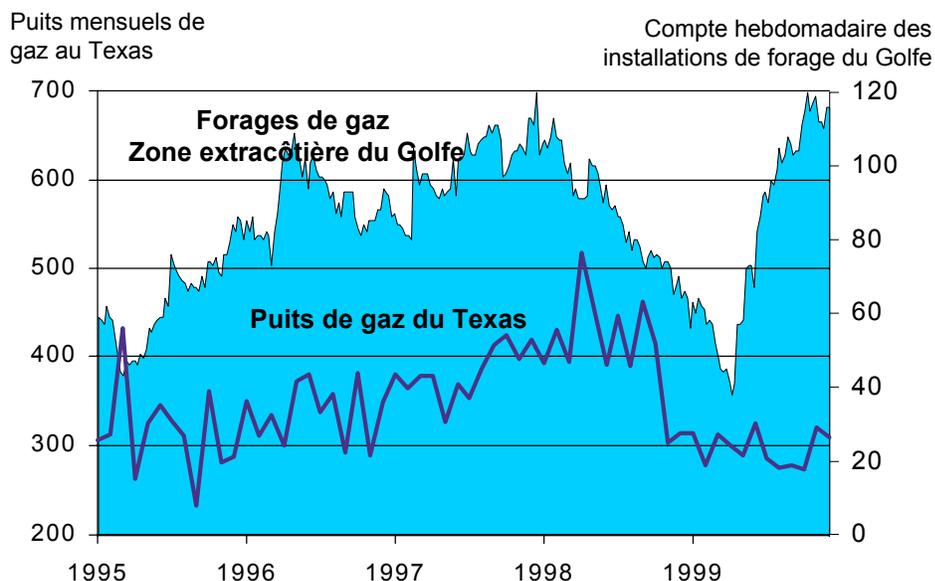


Sources : Friedenber, Federal Reserve Bank

Les producteurs de la côte du Golfe ont commencé à ralentir leurs activités de forage à partir du milieu de 1997, quand les prix du pétrole brut et du gaz ont chuté.

La faiblesse des prix du pétrole brut a également affecté la mise en valeur du gaz naturel dans le Golfe, car le gaz est souvent lié au pétrole, particulièrement dans les eaux profondes au large du Golfe.

Figure 10
Forage de gaz sur la côte du Golfe



Sources : Baker Hughes, Texas RRC

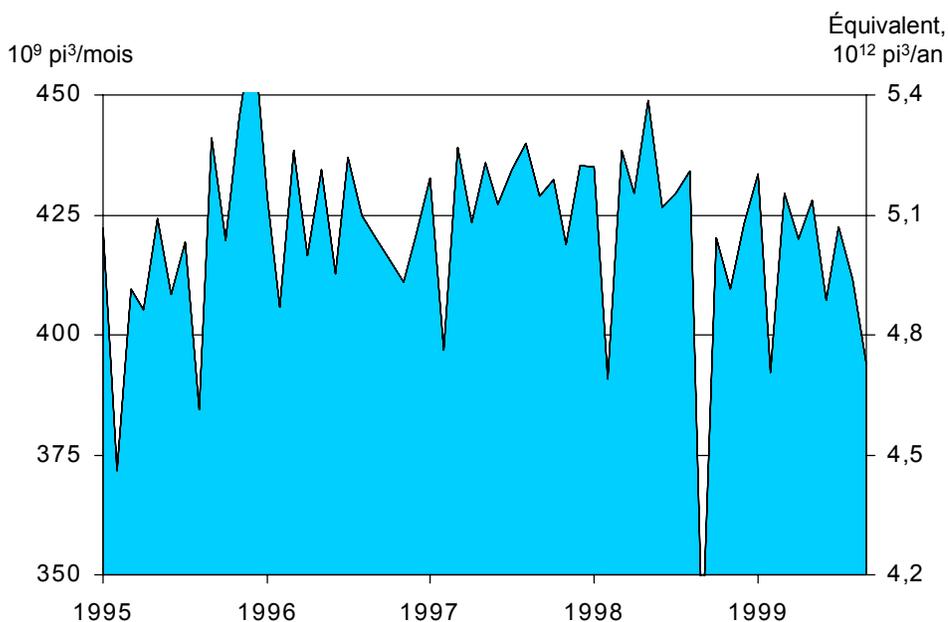
Comme les liquidités sont presque épuisées en raison de la faiblesse des prix du pétrole et du gaz, les forages sur la côte du Golfe accusent un recul marqué. Les forages dans la zone extracôtière du Golfe (la zone extracôtière fédérale du Texas, de la Louisiane et de l'Alabama) ont diminué de 11 p. 100 en 1999 par rapport à 1998.

Au Texas, les forages dans la zone terrestre ont diminué de 27 p. 100 en 1999 par rapport à 1998.

Figure 11
Production de gaz dans la zone extracôtère du Golfe

Étant donné les taux élevés de déclin dans la côte du Golfe (les nouveaux puits perdent généralement 40 p. 100 de leur capacité initiale de production au cours de la première année), la diminution des activités de forage se répercute presque immédiatement sur la production.

Les données de production de la zone extracôtère fédérale, fournies par le US Minerals Management Service, indiquent que la production extracôtère du Golfe s'est baissée quand les forages ont diminué.

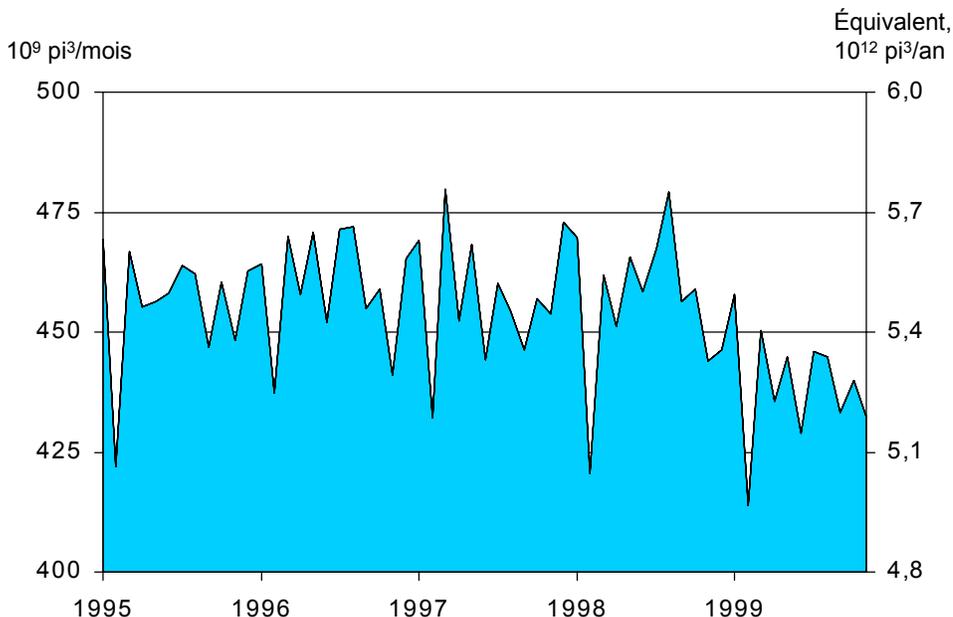


Source : MMS

Figure 12
Production dans la zone terrestre du Texas

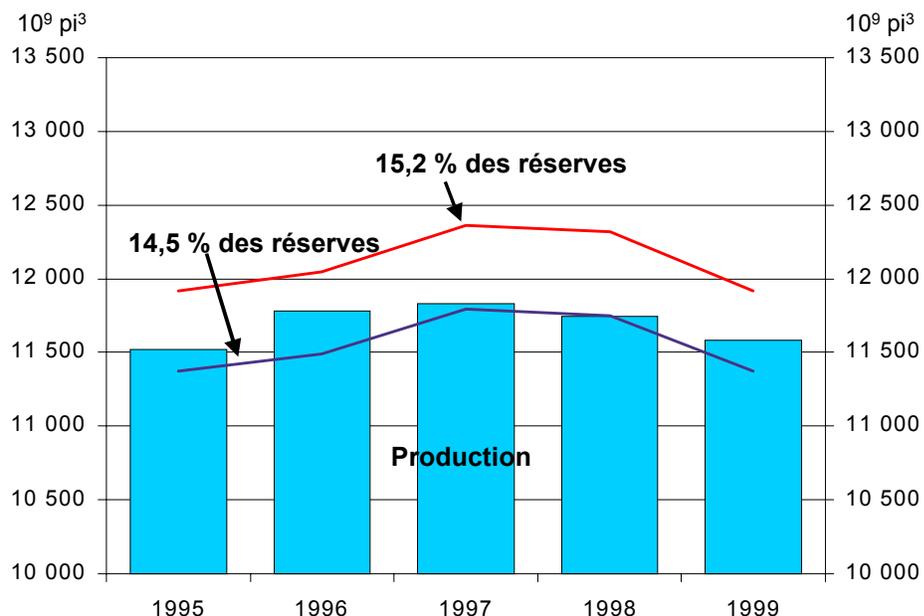
Dans le même ordre d'idées, les données préliminaires de production provenant de la Texas Railroad Commission indiquent un recul encore plus marqué de la production dans la zone terrestre du Texas.

La zone extracôtère du Golfe et la zone terrestre du Texas représentent à elles seules près de la moitié de la production américaine de gaz naturel.



Source : Texas RRC

Figure 13
Corrélation entre les réserves et la production de la côte du Golfe



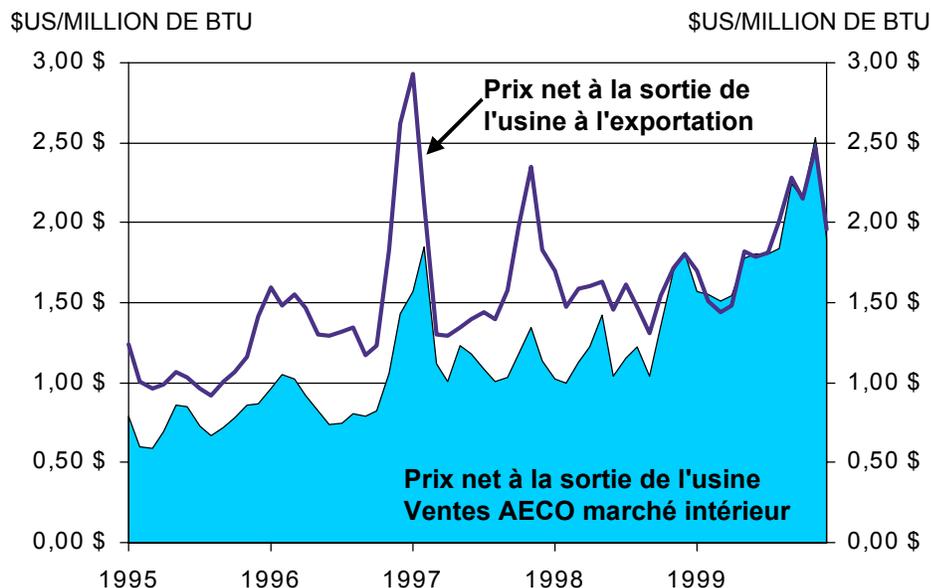
Source : EIA. Inclut Texas, Louisiane, Alabama et Mississippi, zones terrestre et extracôtière

Les courbes du tableau 13 correspondent à 14,5 p. 100 et à 15,2 p. 100 des réserves de gaz prouvées au début de chaque année.

La production (colonnes) de la côte du Golfe suit la courbe des réserves prouvées et oscille entre 14,5 p. 100 et 15,2 p. 100.

En 1998, les réserves du Golfe sont passées de $81,0 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ à $78,4 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$. Comme les activités de forage ont ralenti en 1999, on prévoit que les réserves du Golfe auront encore reculé au cours de 1999, ce qui aura des répercussions sur la production à venir du Golfe.

Figure 14
Rentrées nettes des producteurs canadiens



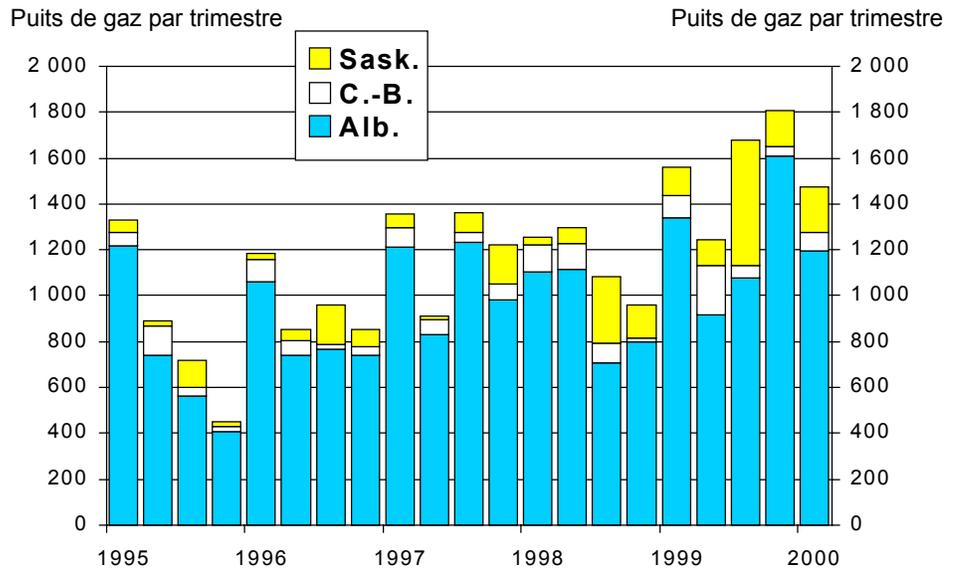
Sources : Friedenber, ONE

Les producteurs américains ont obtenu de moins bons prix pour leur gaz naturel en 1999, contrairement aux producteurs canadiens, dont les rentrées étaient en hausse.

À compter de la fin de 1998, les rentrées nettes à la sortie de l'usine sur le marché intérieur ont rejoint les rentrées nettes à l'exportation (en raison des expansions de gazoducs – voir le rapport de l'an dernier). Comme les rentrées nettes étaient à la hausse tant sur le marché intérieur que sur le marché des exportations, les producteurs canadiens avaient toutes les raisons d'intensifier leurs activités de forage.

Figure 15
Forages gaziers au Canada

En 1999, les producteurs canadiens ont foré un nombre record de 6 300 puits, dépassant facilement leur sommet précédent de 5 300 puits, établi en 1994.

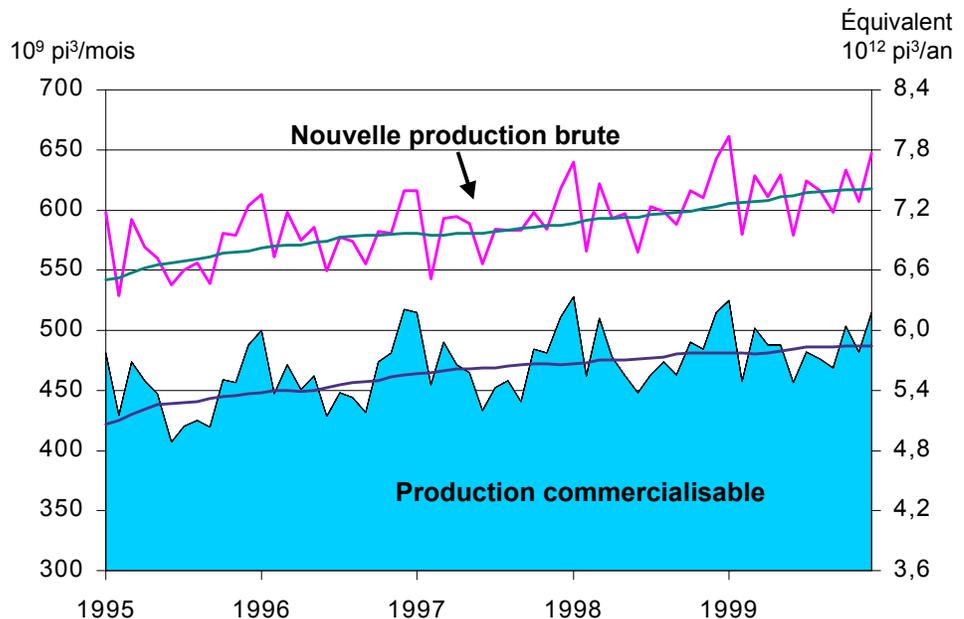


Source : Nickles Daily Oil Bulletin

Figure 16
Production mensuelle canadienne

L'intensité des activités de forage a entraîné la production canadienne à la hausse. Elle a atteint $5\,932 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ en 1999, soit $152 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ de plus qu'en 1998.

La figure ci-contre illustre la nouvelle production brute (avant le retraitement, les réinjections et l'utilisation des producteurs) ainsi que la production commercialisable. On voit également les moyennes mobiles mensuelles des deux types de production.



Source : Statistique Canada

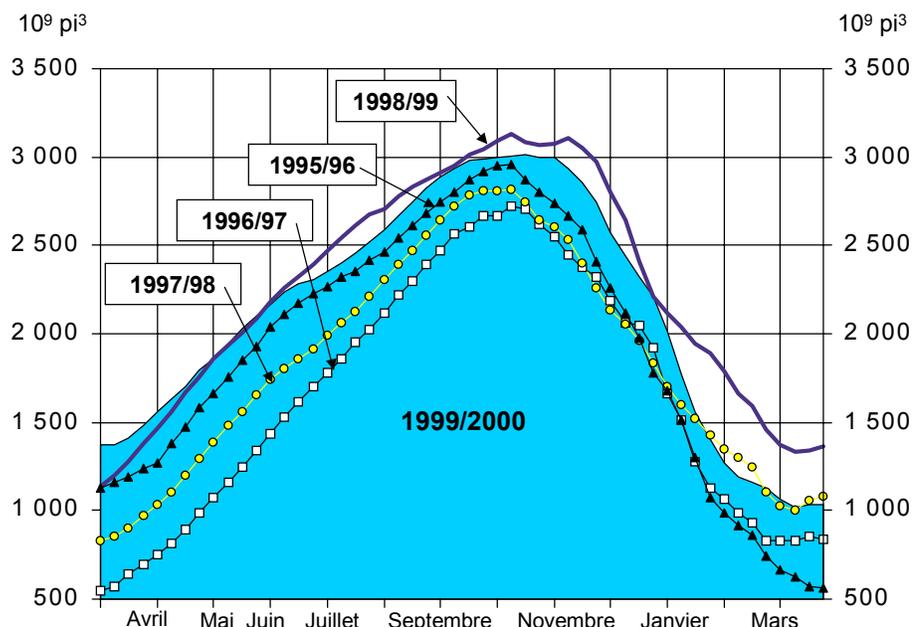
Revue de 1999

Stockage de gaz naturel

Figure 17
Stockage aux É.-U.

Aux États-Unis, quand a commencé la saison d'injection 1999-2000 (qui va d'avril à octobre), les volumes entreposés étaient anormalement élevés, du fait surtout que l'hiver 1998-1999 avait été clément.

Les stocks sont demeurés relativement élevés (plus élevés qu'au cours des quatre années précédentes, sauf en 1998-1999) tout au long de la saison de retrait (qui va de novembre à mars), et au début de la saison d'injection de l'été. Cependant, les stocks sont inférieurs au niveau de l'an dernier, et il faudra procéder à plus d'injections qu'au cours de l'été dernier afin de relever les niveaux d'ici novembre 2000. Le niveau normal de remplissage se situe entre 2,6 et 3,0 10⁹ pi³.

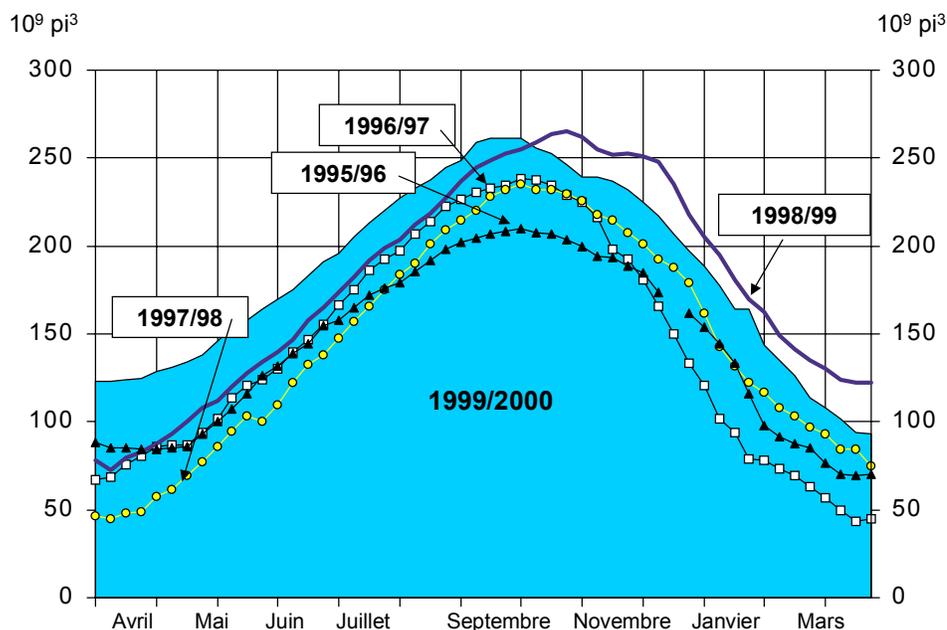


Source : AGA

Figure 18
Stockage dans l'Ouest canadien

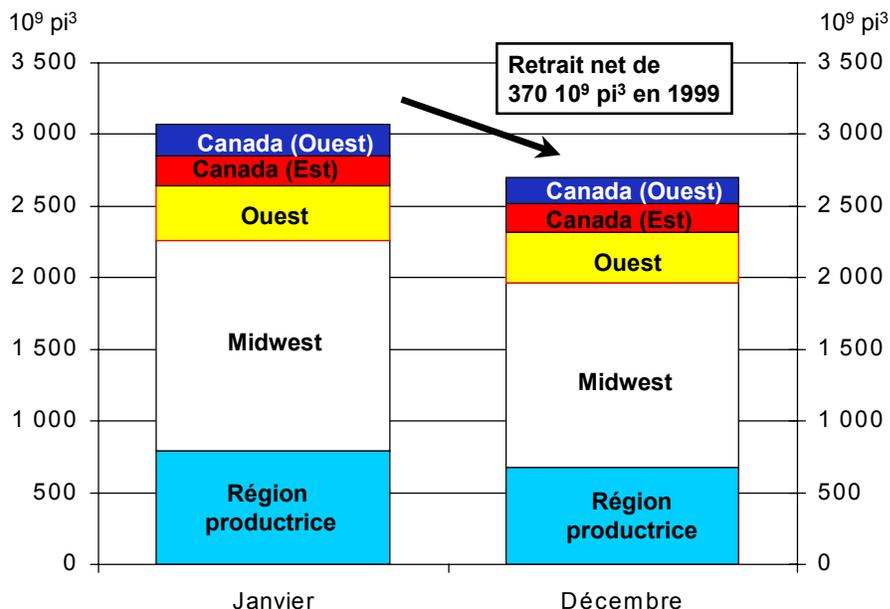
Au Canada, nous nous attardons au stockage dans l'Ouest canadien, puisque c'est celui qui a le plus d'impact direct sur les marchés.

Les niveaux de stockage dans l'Ouest canadien étaient semblable à ceux des États-Unis en 1999-2000.



Source : ACG

Figure 19
Variation du stockage au cours de 1999

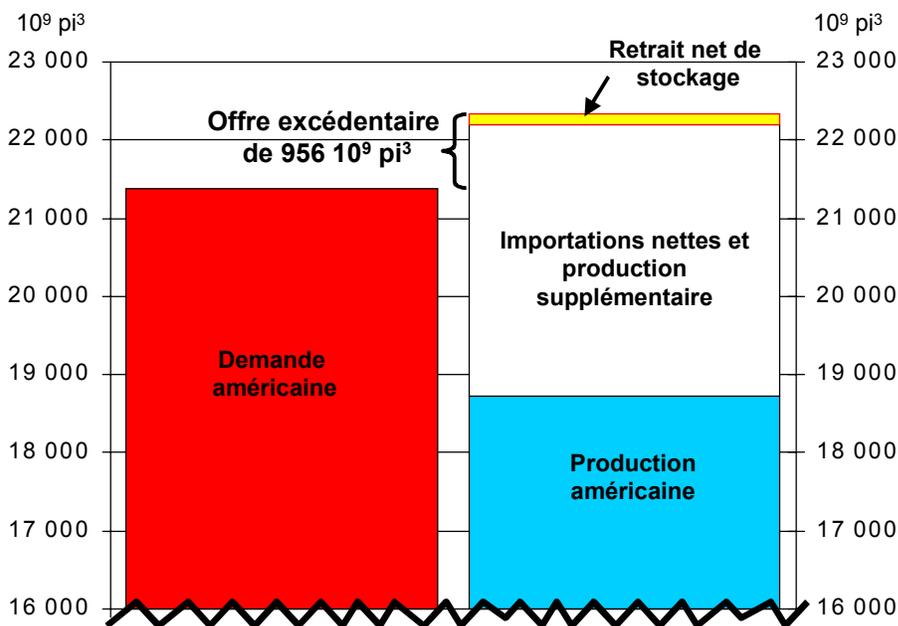


Sources : AGA, ACG

Le 1^{er} janvier 1999, l'AGA et la ACG estimaient que le stockage en Amérique du Nord s'établissait à 3 072 10⁹ pi³. Au 31 décembre, il ne restait plus que 2 702 10⁹ pi³. Ainsi, durant l'année civile 1999, il y a eu retrait net de 370 10⁹ pi³.

Au cours de 1998, le contraire s'était produit – il y avait eu ajout net de 674 10⁹ pi³.

Figure 20
Déséquilibre entre la demande et l'offre aux États-Unis



Source : EIA Natural Gas Monthly, mars 2000

Les données sur l'offre et la demande devraient correspondre, une fois que l'on a tenu compte des mouvements de stockage, mais en général les données préliminaires aux États-Unis ne correspondent pas.

Les données actuelles de l'EIA présentent un poste négatif de 956 10⁹ pi³ pour 1999, ce qui signifie que l'offre est supérieure à la demande.

Quand nous avons finalisé notre rapport de l'an dernier, l'offre américaine de 1998 était de 259 10⁹ pi³ supérieure à la demande. Quand l'EIA a finalisé ses données en octobre 1999, la production américaine était de 269 10⁹ pi³ inférieure aux données initiales.

Cette année, nous prévoyons que la production américaine sera révisée à la baisse, et que la demande sera révisée à la hausse.

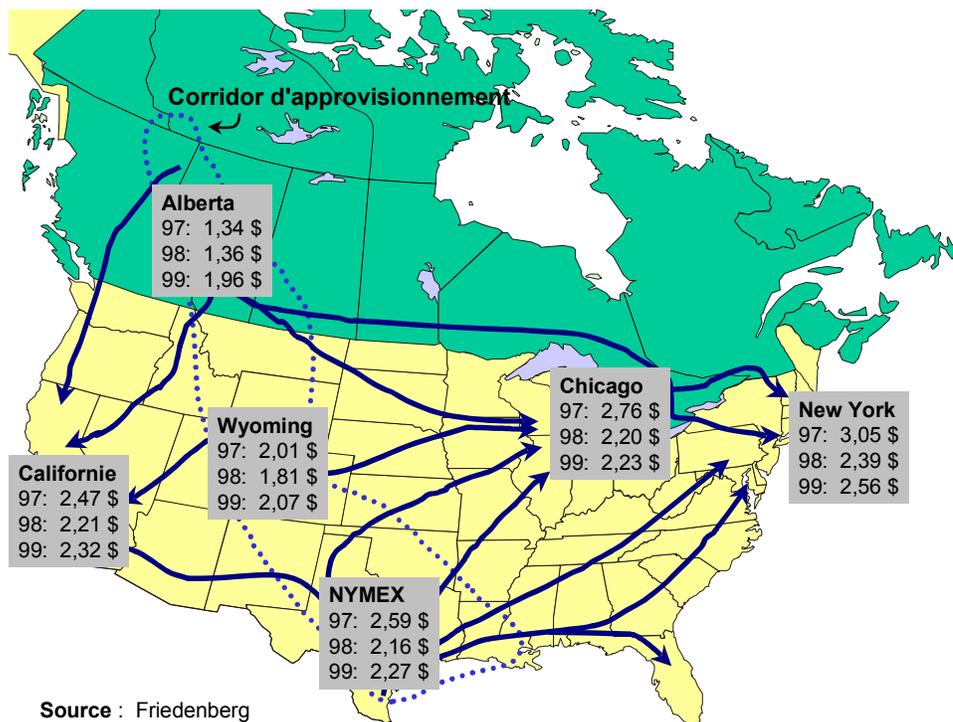
Revue de 1999

Prix du gaz naturel

Figure 21
Prix du gaz au Canada et aux États-Unis
(\$US/MILLION DE BTU)

La figure 21 illustre les prix dans plusieurs grands marchés nord-américains, de même que les tracés des principaux gazoducs.

Le prix de la côte du Golfe (NYMEX) est le prix de référence du gaz en Amérique du Nord et il influence le prix de tous les autres marchés. En 1999, les prix NYMEX ont augmenté de 5 p. 100. Ils demeurent cependant inférieurs à leurs niveaux de 1997, qui étaient anormalement élevés.



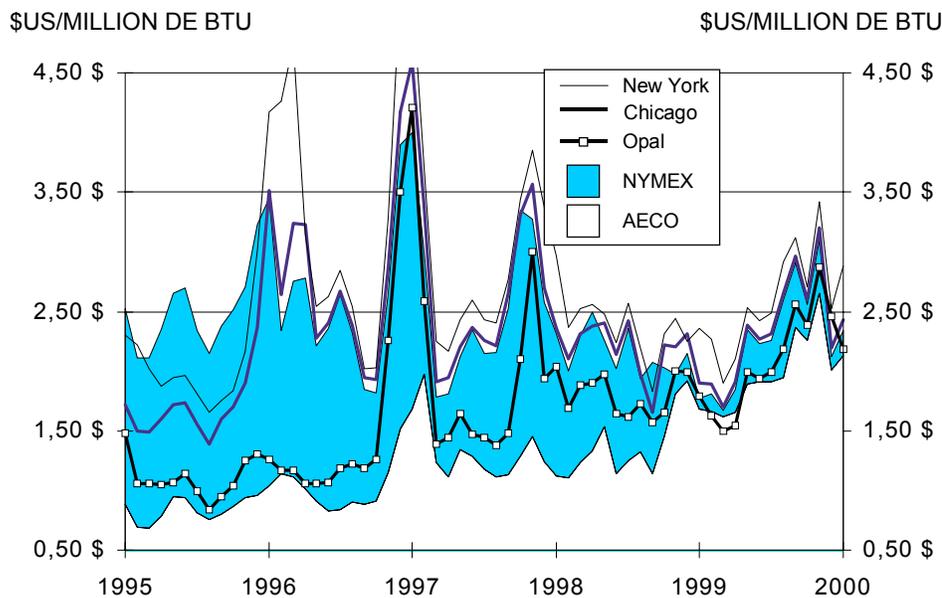
Source : Friedenberg

Figure 22
Tendances régionales des prix

La figure 22 illustre les prix au comptant sur divers marchés. Au milieu des années 90, les prix dans les Rocheuses américaines et dans l'Ouest canadien étaient de loin inférieurs aux prix qui se pratiquaient dans le Golfe et dans les autres marchés.

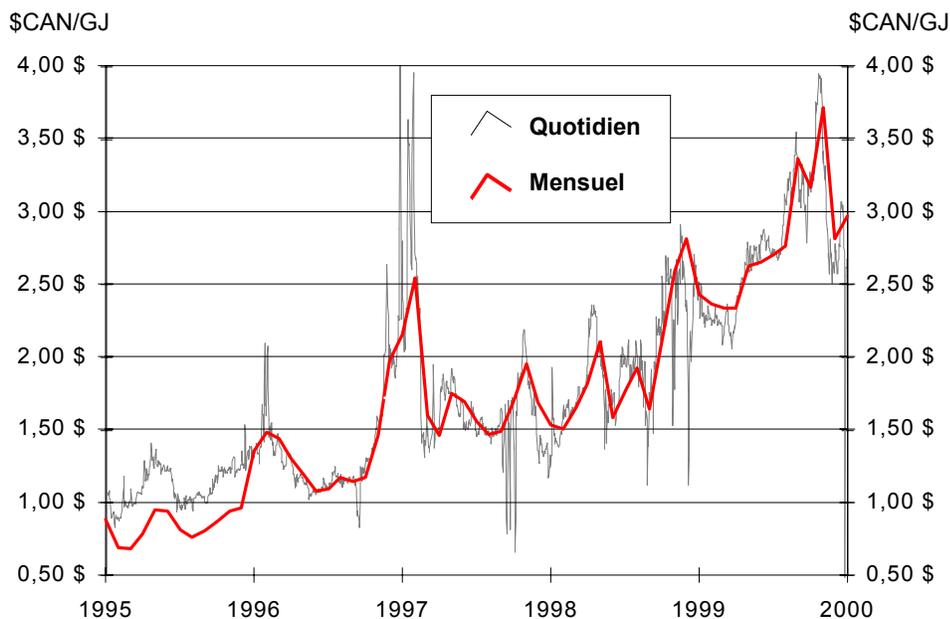
La faiblesse des prix était attribuable à des excédents locaux.

Au fur et à mesure que de nouveaux gazoducs ont été construits, l'excédent de production a été épuisé et les prix ont remonté.



Source : Friedenberg

Figure 23
Prix du gaz naturel canadien (AECO)

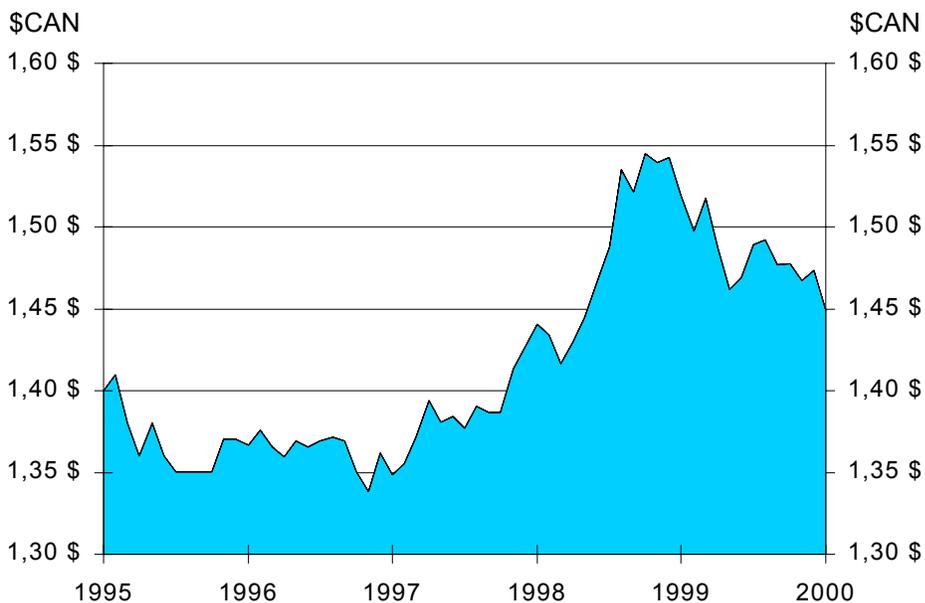


Sources : Enerdata, Friedenber

Même si les prix NYMEX n'ont augmenté que de 5 p. 100, au Canada les prix ont bondi de 44 p. 100 en 1999.

La principale cause de cette importante augmentation a été la construction d'une capacité d'exportation à la fin de 1998 (on trouvera de plus amples explications dans le rapport de l'an dernier).

Figure 24
Taux de change Canada-É.-U.



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

La figure ci-contre illustre combien il faut de dollars canadiens pour acheter un dollar américain. Étant donné l'influence des prix du gaz naturel des marchés américains sur tous les prix du gaz en Amérique du Nord, quand la devise américaine s'apprécie, le prix du gaz naturel au Canada augmente.

C'est ce qui a fait, d'une part, augmenter les prix du gaz au Canada en 1997-1998, mais la situation s'est stabilisée en 1999.

Revue de 1999

Flux de gaz
et capacité des gazoducs

Figure 25
Flux du gaz naturel
(10⁹ pi³)

Le réseau pipeline nord-américain est extrêmement complexe. Pour donner une certaine idée des principaux flux, la figure 25 illustre la demande dans plusieurs grands marchés, ainsi que les principaux corridors pipelineurs (stylisés). La largeur du corridor est approximativement proportionnelle au volume de gaz acheminé. On voit également la direction des flux.

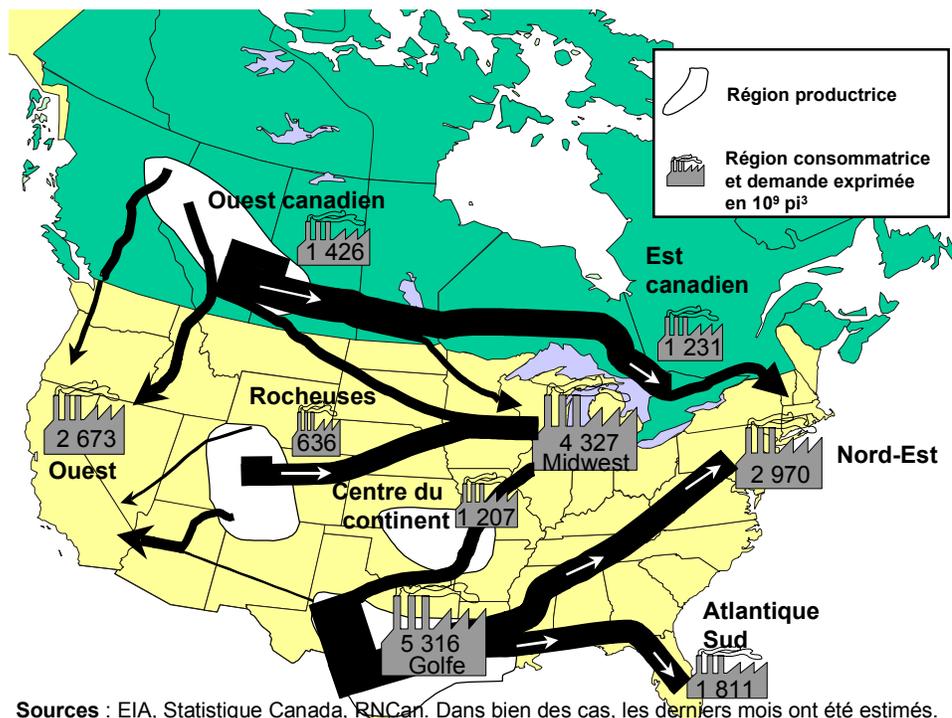


Tableau 6
Flux inter-régionaux
(10⁹ pi³)

Le tableau 6 illustre le calcul des flux de gaz naturel en 1999, et les changements qui se sont produits par rapport à 1998.

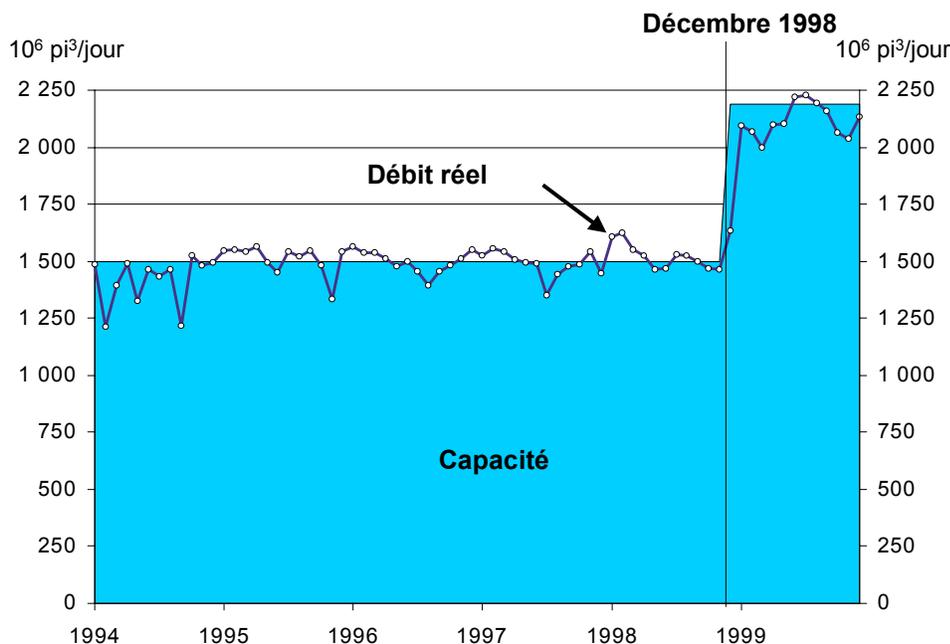
Ces calculs ne sont que des estimations des flux de gaz, car on ne tient pas compte des effets du stockage.

Le changement le plus évident est la forte hausse de la demande dans le Midwest. Une partie de cette demande a probablement été comblée par retrait net de stockage d'une année à l'autre.

| | Production 1999 | Demande 1999 | Flux sortant 1999 | Flux sortant 1998 | Différence de flux sortants |
|---------------------------------|-----------------|---------------|-------------------|-------------------|-----------------------------|
| Régions productrices : | | | | | |
| Golfe | 11 606 | 5 316 | 6 290 | 6 295 | -5 |
| Centre du continent | 2 219 | 1 207 | 1 012 | 1 046 | -34 |
| Rocheuses | 3 146 | 636 | 2 510 | 2 435 | 75 |
| Ouest canadien | 5 905 | 1 426 | 4 479 | 4 312 | 167 |
| Production totale | 22 876 | 8 585 | 14 291 | 14 088 | 203 |
| Régions consommatrices : | | | | | |
| Ouest | 359 | 2 673 | 2 314 | 2 223 | 91 |
| Midwest | 438 | 4 327 | 3 889 | 3 636 | 253 |
| Nord-Est | 84 | 2 971 | 2 887 | 2 792 | 95 |
| Atlantique Sud | 4 | 1 811 | 1 807 | 1 722 | 85 |
| Est canadien | 27 | 1 231 | 1 204 | 1 130 | 74 |
| Total de consommation | 912 | 13 013 | 12 101 | 11 503 | 598 |

Nota : La demande américaine ne tient pas compte des frais pour canalisation et location. Les données américaines sont des estimations des données de l'EIA. On établit les flux sortants d'une région productrice comme le Golfe ou l'Ouest canadien en soustrayant la demande interne de la production. On établit les flux entrants en soustrayant la production interne de la demande. On ne tient pas compte des effets du stockage.

Figure 26
Flux passant par le point d'exportation Monchy

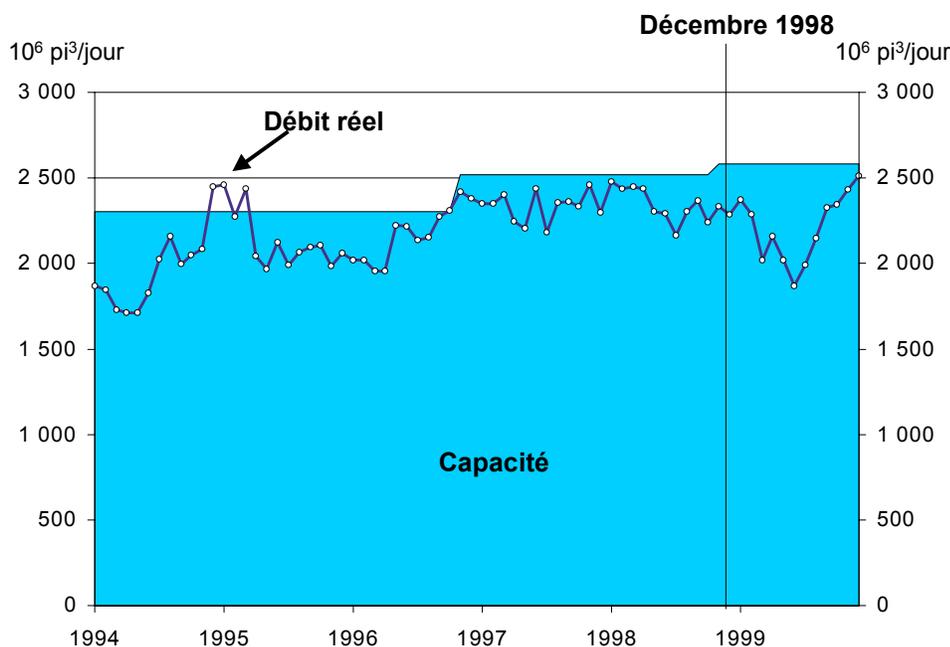


Sources : ONE, Foothills Pipeline

Les flux passant par le point d'exportation Monchy ont beaucoup augmenté en 1999, en raison de l'expansion de la capacité du gazoduc Foothills/Northern Border, mis en service en décembre 1998.

Comme l'illustre la figure 26, le point d'exportation Monchy a été utilisé presque à pleine capacité depuis le prolongement du gazoduc.

Figure 27
Flux passant par le point d'exportation Kingsgate



Sources : ONE, Foothills Pipeline

Dans une certaine mesure l'augmentation des flux constatée au point Monchy s'est produite au détriment des autres points d'exportation, surtout Kingsgate, qui exporte vers l'Ouest américain.

Les flux passant à Kingsgate sont passés de 2 400 $10^6 \text{ pi}^3/\text{jour}$ avant l'expansion de la capacité du point Monchy à 1 868 $10^6 \text{ pi}^3/\text{jour}$ en juin 1999. Cependant, les flux à Kingsgate avaient remonté à la fin de 1999.

**Tableau 7
Construction de gazoducs en 1999**

Le tableau 7 illustre l'augmentation de la capacité des principaux gazoducs en 1999.

Le projet le plus important, Maritimes & Northeast, s'est achevé trop tard pour influencer sur les flux de 1999.

| Nom du projet | Promoteurs | Origine | Passe par | Destination | Longueur (en milles) | Date d'entrée en service | Capacité 10 ⁶ pi ³ /j |
|--|---------------------------------|---------------------|---------------|-------------|----------------------|--------------------------|---|
| Maritimes & Northeast | Westcoast, Duke Mobil, NS Power | île de Sable, N.-É. | N.-B., ME, NH | Dracut, MA | 650 | 12/31/99 | 530 |
| Portland Natural Gas Transmission System | PNGTS & TQM | East Hereford, QC | NH | Wells, ME | 136 | 02/25/99 | 163 |
| Columbia Gorge Expansion | Northwest Pipeline | Stanfield, OR | | Sumas, WA | | 01/11/99 | 50 |

Nota :

Le **Maritimes & Northeast Pipeline** transporte le gaz des nouveaux champs du projet Sable Offshore Energy vers les marchés de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick et du Nord-Est des États-Unis. Le gazoduc est entré en service le 31 décembre 1999. La capacité de l'usine de traitement est de 530 10⁶ pi³/jour. À la frontière canado-américaine, la capacité d'exportation du gazoduc est de 360 10⁶ pi³/jour. En mars 2000, le gazoduc acheminait environ 300 10⁶ pi³/jour.

Le **Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS)**, transporte le gaz de l'Ouest canadien jusqu'à Wells, dans le Maine. À partir de là, il existe des interconnexions vers les autres marchés du Nord-Est américain.

Le projet **Colombia Gorge** permet de transporter la capacité supplémentaire du Northwest Pipeline vers le nord. Dans l'ensemble, les flux vont plutôt vers le sud.

Revue de 1999

Ventes canadiennes à l'exportation
et sur le marché intérieur

Figure 28
Part du marché du gaz naturel canadien

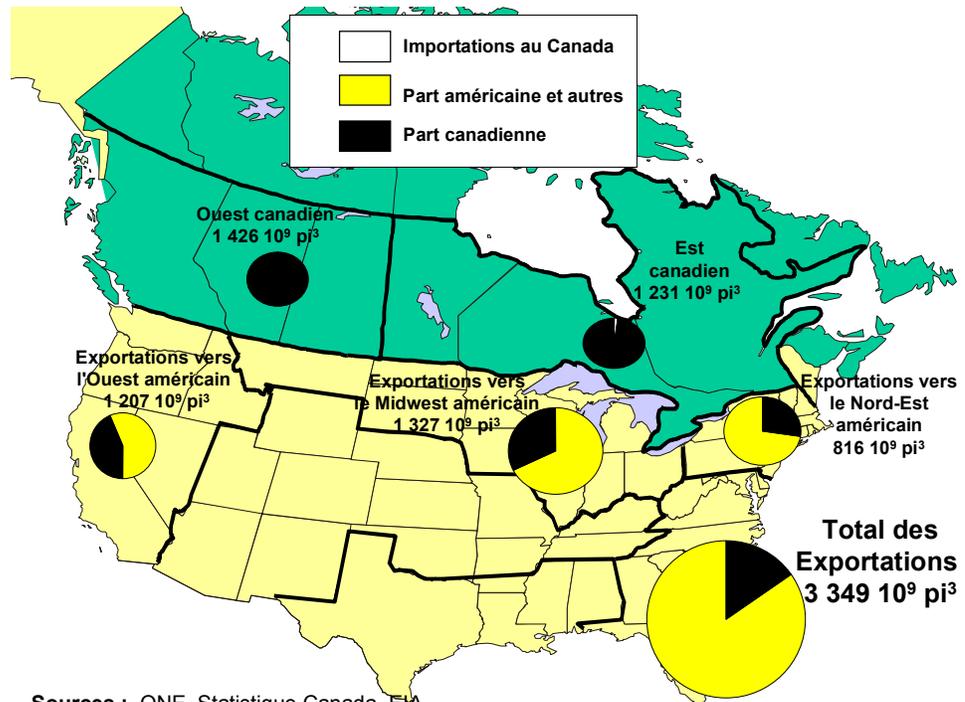
Les exportations vers le Midwest américain ont augmenté de 18 p. 100 en 1999 et de 15 p. 100 vers le Nord-Est américain. Les exportations vers l'Ouest ont reculé de 5 p. 100.

Les exportations canadiennes ont représenté 16 p. 100 de la consommation totale de gaz naturel aux États-Unis en 1999.

C'est dans l'Ouest américain que la part de marché du gaz naturel canadien a été la plus élevée, à 44 p. 100. En 1998, elle était de 50 p. 100.

Dans le Midwest, la part de marché du gaz canadien s'est établie à 32 p. 100 en 1999, par rapport à 28 p. 100 en 1998.

Elle a aussi augmenté dans le Nord-Est américain, passant de 25 p. 100 en 1998 à 28 p. 100 en 1999.



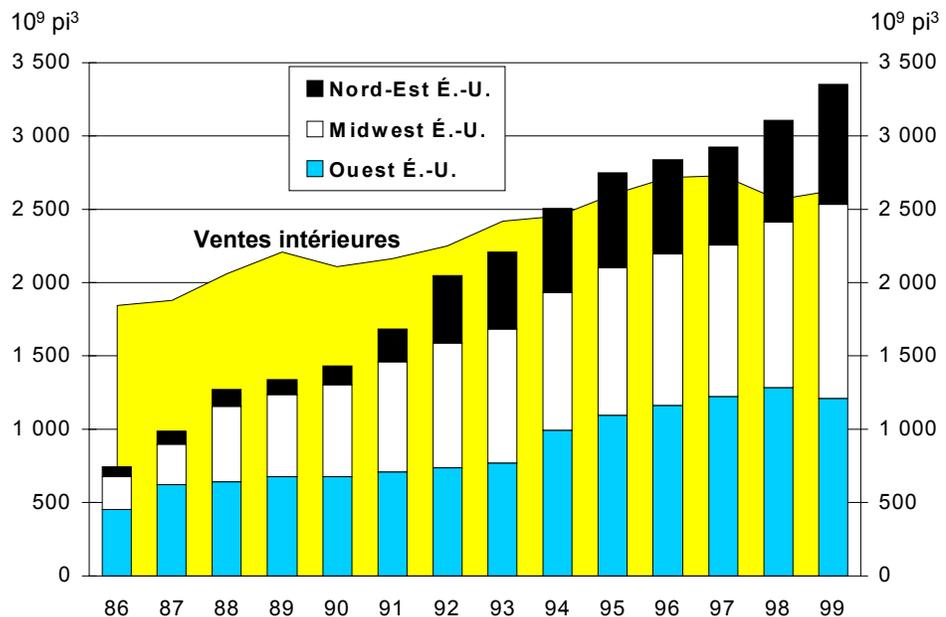
Sources : ONE, Statistique Canada, EIA

Figure 29
Ventes sur le marché intérieur et à l'exportation

Les ventes canadiennes à l'exportation ont continué de progresser par rapport aux ventes sur le marché intérieur. Les exportations représentent maintenant 56 p. 100 de la production canadienne.

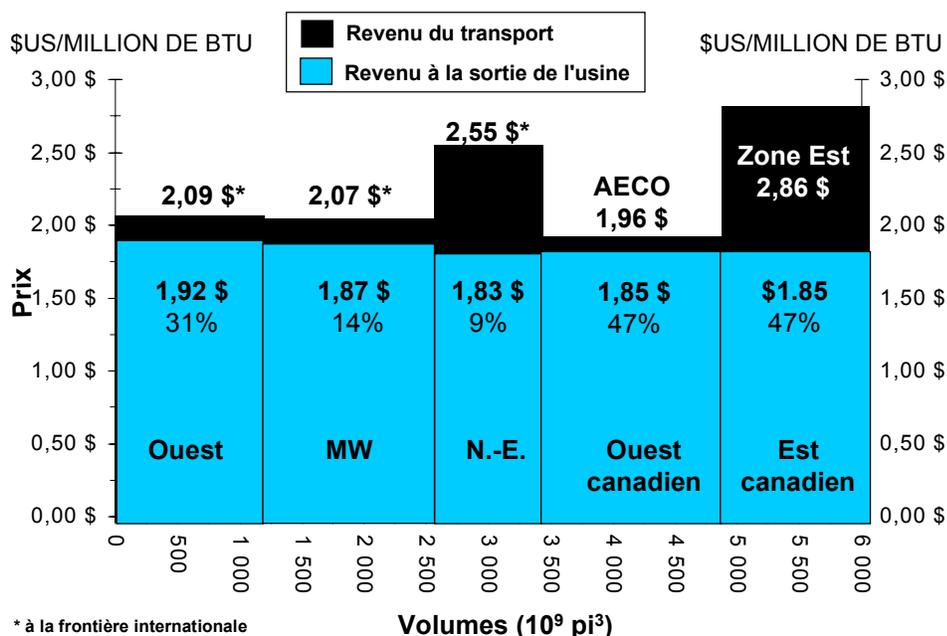
Les exportations ont augmenté de 8 p. 100 et les ventes intérieures, de 2 p. 100 en 1999.

72 p. 100 du gaz naturel est exporté grâce à des ordonnances à court terme qu'approuve l'Office national de l'énergie.



Sources : ONE, Statistique Canada, estimations RNCAN.

Figure 30
Prix et volumes régionaux



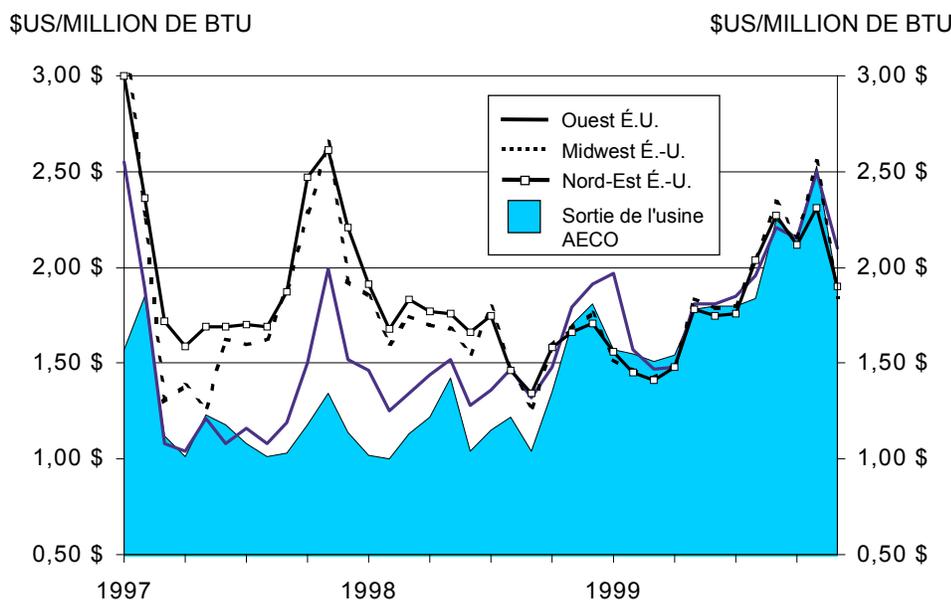
* à la frontière internationale

Sources : ONE, Friedenberg, Statistique Canada, estimations RNCan

La figure ci-contre illustre les rentrées nettes et le changement en pourcentage par rapport à 1998 (partie inférieure du graphique), les prix à la frontière internationale (partie supérieure du graphique), et les volumes (largeur des colonnes, échelle horizontale inférieure en 10⁹ pi³) des ventes canadiennes vers les divers marchés.

Les rentrées nettes témoignent de la convergence des prix sur les marchés régionaux, de sorte que les ventes aux divers marchés ont également convergé.

Figure 31
Tendance des prix à la sortie de l'usine



Sources : ONE, Friedenberg

La convergence des rentrées nettes s'est produite vers la fin de 1998 quand se sont ajoutés de nouveaux gazoducs à l'exportation.

À l'heure actuelle, il n'y a pratiquement plus de différence entre les rentrées qu'obtiennent les producteurs sur les divers marchés.

Tableau 8
Prix sur le marché intérieur et à l'exportation

Même si le NYMEX, le prix de référence américain du gaz, n'a augmenté que de 5 p. 100 en 1999, le prix moyen (à la frontière internationale) des exportations de gaz naturel canadiennes a augmenté de 14 p. 100.

Au Canada, le prix moyen au comptant AECO (le principal prix du marché canadien) a grimpé de 44 p. 100 en 1999 par rapport à 1998.

| 1999 Mois | Prix à l'exportation à la frontière internationale | | | | | Marchés canadiens | | |
|---------------------|--|----------------|-------------------|------------------|----------------|-------------------|------------------|------------------------|
| | Ouest US/M Btu | MW US/M Btu | N.-E. US/M Btu | Moy. US/M Btu | Moy. CAN/GJ | AECO CAN/GJ | AECO US/M Btu | Huntingdon US/M Btu |
| Janvier | 2,14 \$ | 1,72 \$ | 2,28 \$ | 2,01 \$ | 2,89 \$ | 2,43 \$ | 1,68 \$ | 2,94 \$ |
| Février | 1,75 \$ | 1,70 \$ | 2,19 \$ | 1,84 \$ | 2,61 \$ | 2,36 \$ | 1,66 \$ | 1,76 \$ |
| Mars | 1,65 \$ | 1,62 \$ | 2,10 \$ | 1,76 \$ | 2,53 \$ | 2,33 \$ | 1,62 \$ | 1,48 \$ |
| Avril | 1,66 \$ | 1,69 \$ | 2,18 \$ | 1,79 \$ | 2,53 \$ | 2,33 \$ | 1,65 \$ | 1,52 \$ |
| Mai | 1,99 \$ | 2,05 \$ | 2,51 \$ | 2,14 \$ | 2,97 \$ | 2,62 \$ | 1,89 \$ | 1,92 \$ |
| Juin | 2,00 \$ | 2,00 \$ | 2,50 \$ | 2,12 \$ | 2,96 \$ | 2,65 \$ | 1,91 \$ | 1,90 \$ |
| Juillet | 2,04 \$ | 2,00 \$ | 2,51 \$ | 2,14 \$ | 3,01 \$ | 2,70 \$ | 1,91 \$ | 1,93 \$ |
| Août | 2,12 \$ | 2,24 \$ | 2,76 \$ | 2,32 \$ | 3,28 \$ | 2,76 \$ | 1,95 \$ | 2,20 \$ |
| Septembre | 2,38 \$ | 2,54 \$ | 2,99 \$ | 2,58 \$ | 3,62 \$ | 3,36 \$ | 2,37 \$ | 2,52 \$ |
| Octobre | 2,31 \$ | 2,35 \$ | 2,83 \$ | 2,44 \$ | 3,42 \$ | 3,16 \$ | 2,26 \$ | 2,39 \$ |
| Novembre | 2,66 \$ | 2,77 \$ | 3,02 \$ | 2,80 \$ | 3,89 \$ | 3,71 \$ | 2,65 \$ | 2,94 \$ |
| Décembre | 2,26 \$ | 2,07 \$ | 2,60 \$ | 2,29 \$ | 3,19 \$ | 2,81 \$ | 2,01 \$ | 2,27 \$ |
| Moyenne 1999 | 2,09 \$ | 2,07 \$ | 2,55 \$ | 2,19 \$ | 3,09 \$ | 2,77 \$ | 1,96 \$ | 2,15 \$ |
| Moyenne 1998 | 1,64 \$ | 1,90 \$ | 2,45 \$ | 1,92 \$ | 2,70 \$ | 1,92 \$ | 1,36 \$ | 1,60 \$ |
| % chang. | 27,37% | 9,12% | 4,01% | 14,47% | 14,51% | 44,37% | 44,20% | 34,43% |

Sources : ONE, Friedenber, estimatins RNCan

Les prix nets à la sortie de l'usine à l'exportation correspondent aux prix à la frontière internationale moins les coûts de transport des usines de traitement jusqu'à la frontière internationale. Les prix nets à l'exportation se sont établis en moyenne à 1,88 \$ en 1999, en hausse de 19 p. 100 par rapport à 1998.

Nous avons estimé les rentrées canadiennes en soustrayant les droits de transport des prix au comptant.

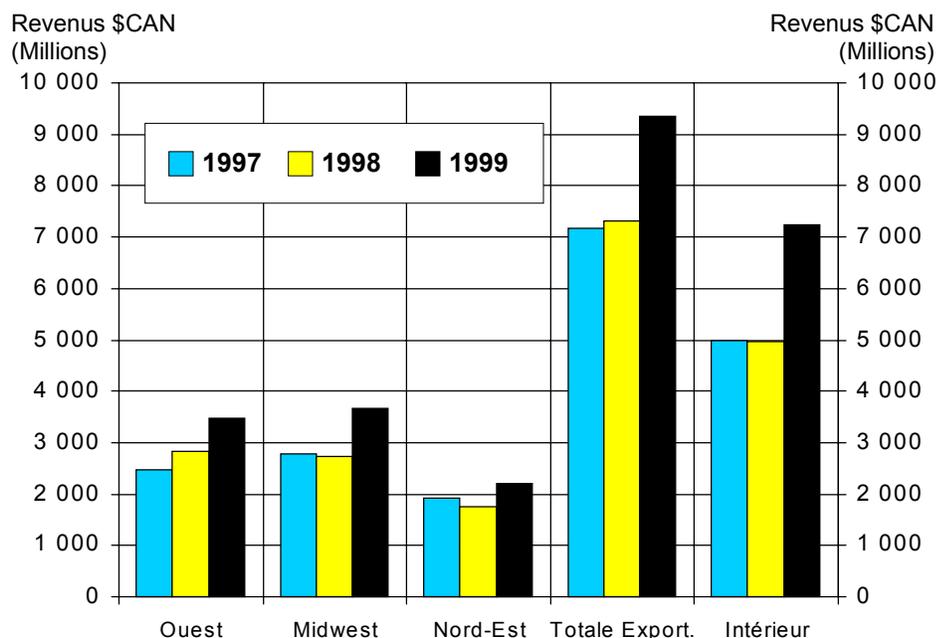
Les rentrées nettes canadiennes ont fait un bond de 47 p. 100 en 1999. Les rentrées sur le marché intérieur correspondent maintenant aux rentrées à l'exportation.

Tableau 9
Prix nets du gaz à la sortie de l'usine, sur le marché intérieur et à l'exportation

| 1999 Mois | Prix du gaz à la sortie de l'usine | | | | | Marchés canadiens | | |
|------------------|------------------------------------|----------------|-------------------|------------------|----------------|-------------------|------------------|------------------------|
| | Ouest US/M Btu | MW US/M Btu | N.-E. US/M Btu | Moy. US/M Btu | Moy. CAN/GJ | AECO CAN/GJ | AECO US/M Btu | Huntingdon US/M Btu |
| Janvier | 1,97 \$ | 1,52 \$ | 1,56 \$ | 1,70 \$ | 2,45 \$ | 2,27 \$ | 1,57 \$ | 2,63 \$ |
| Février | 1,57 \$ | 1,47 \$ | 1,45 \$ | 1,51 \$ | 2,14 \$ | 2,20 \$ | 1,55 \$ | 1,50 \$ |
| Mars | 1,47 \$ | 1,42 \$ | 1,41 \$ | 1,44 \$ | 2,07 \$ | 2,18 \$ | 1,51 \$ | 1,23 \$ |
| Avril | 1,48 \$ | 1,49 \$ | 1,48 \$ | 1,48 \$ | 2,09 \$ | 2,18 \$ | 1,54 \$ | 1,27 \$ |
| Mai | 1,81 \$ | 1,84 \$ | 1,78 \$ | 1,82 \$ | 2,52 \$ | 2,47 \$ | 1,78 \$ | 1,65 \$ |
| Juin | 1,81 \$ | 1,79 \$ | 1,75 \$ | 1,79 \$ | 2,49 \$ | 2,51 \$ | 1,80 \$ | 1,63 \$ |
| Juillet | 1,85 \$ | 1,80 \$ | 1,76 \$ | 1,81 \$ | 2,55 \$ | 2,54 \$ | 1,80 \$ | 1,66 \$ |
| Août | 1,96 \$ | 2,05 \$ | 2,04 \$ | 2,01 \$ | 2,85 \$ | 2,60 \$ | 1,84 \$ | 1,92 \$ |
| Septembre | 2,21 \$ | 2,34 \$ | 2,27 \$ | 2,28 \$ | 3,19 \$ | 3,16 \$ | 2,25 \$ | 2,22 \$ |
| Octobre | 2,15 \$ | 2,16 \$ | 2,12 \$ | 2,15 \$ | 3,01 \$ | 3,00 \$ | 2,15 \$ | 2,10 \$ |
| Novembre | 2,50 \$ | 2,55 \$ | 2,31 \$ | 2,47 \$ | 3,44 \$ | 3,52 \$ | 2,53 \$ | 2,63 \$ |
| Décembre | 2,10 \$ | 1,85 \$ | 1,90 \$ | 1,96 \$ | 2,74 \$ | 2,65 \$ | 1,90 \$ | 1,98 \$ |
| Moy. 1999 | 1,92 \$ | 1,87 \$ | 1,83 \$ | 1,88 \$ | 2,64 \$ | 2,61 \$ | 1,85 \$ | 1,87 \$ |
| Moy. 1998 | 1,47 \$ | 1,64 \$ | 1,67 \$ | 1,58 \$ | 2,22 \$ | 1,78 \$ | 1,26 \$ | 1,34 \$ |
| % chang. | 30,67% | 13,75% | 9,07% | 18,95% | 18,95% | 46,76% | 47,27% | 39,51% |

Sources : ONE, Friedenber, estimations RNCan

Figure 32
Revenus du gaz à la sortie de l'usine



Sources : ONE, Friedenberg, Statistique Canada, estimations RNCan

Les augmentations des exportations, la demande au Canada et le relèvement des prix ont permis aux producteurs canadiens d'enregistrer des revenus records.

Les revenus d'exportation ont grimpé de 28 p. 100 en 1999, tandis que les revenus intérieurs ont bondi de 46 p. 100, avec 4,3 milliards de dollars (canadiens) de plus que l'année précédente.

Les producteurs de l'Ouest canadien n'avaient jamais vu de pareilles rentrées. Cela explique en partie l'intensité des activités de forage ces derniers mois.

Perspectives jusqu'en 2010

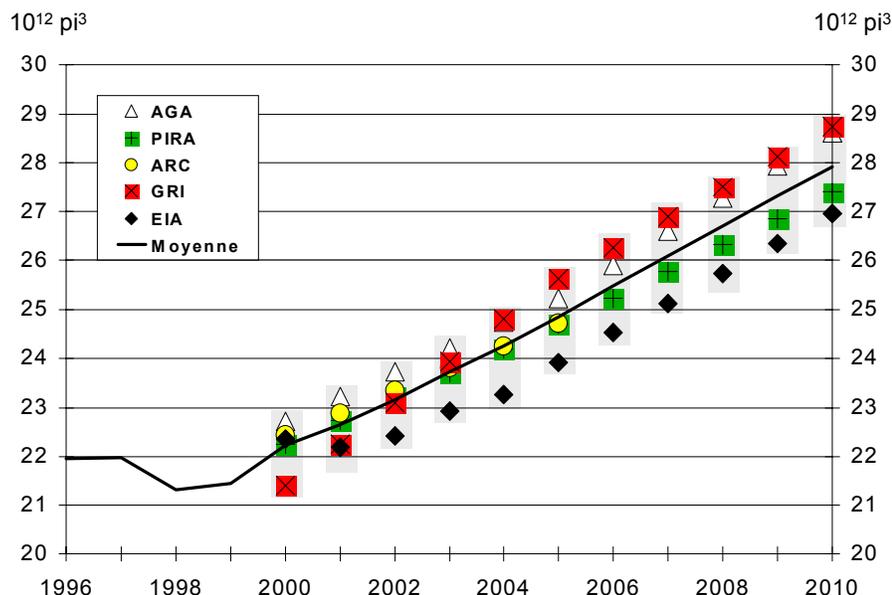
Demande de gaz naturel

Figure 33
Prévisions de la demande aux É.-U.

La figure ci-contre présente cinq prévisions de la demande de gaz naturel, ainsi que leur moyenne.

Selon la moyenne des prévisions, la demande américaine s'établira à $28 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2010, ce qui représente une croissance moyenne 2,5 p. 100 par année.

Signalons que les cinq prévisions se ressemblent passablement. La différence entre la plus élevée et la moins élevée est de $1,6 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2010.



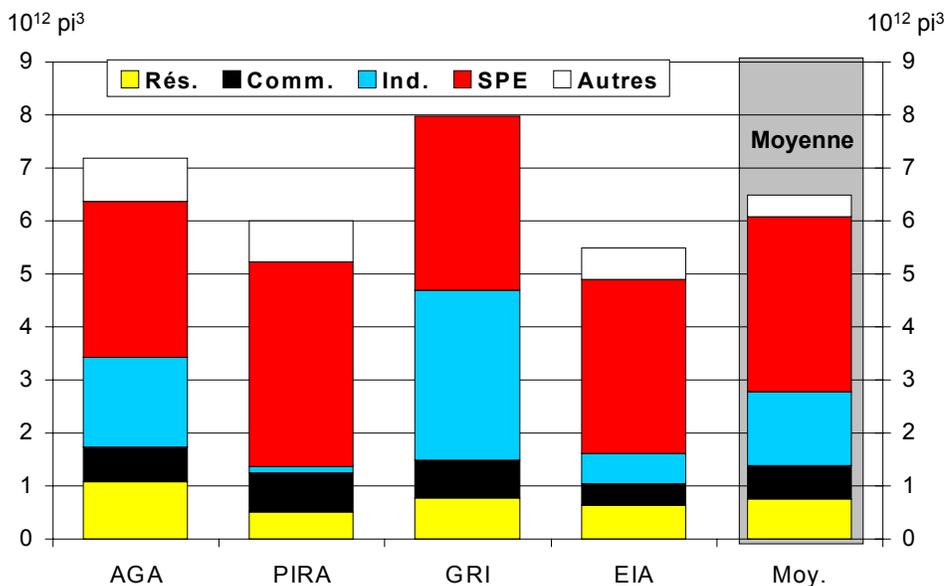
Sources : AGA, PIRA, ARC, GRI, EIA

Figure 34
Prévisions de la demande sectorielle américaine

La figure ci-contre illustre la répartition sectorielle de la croissance selon chaque prévisionniste.

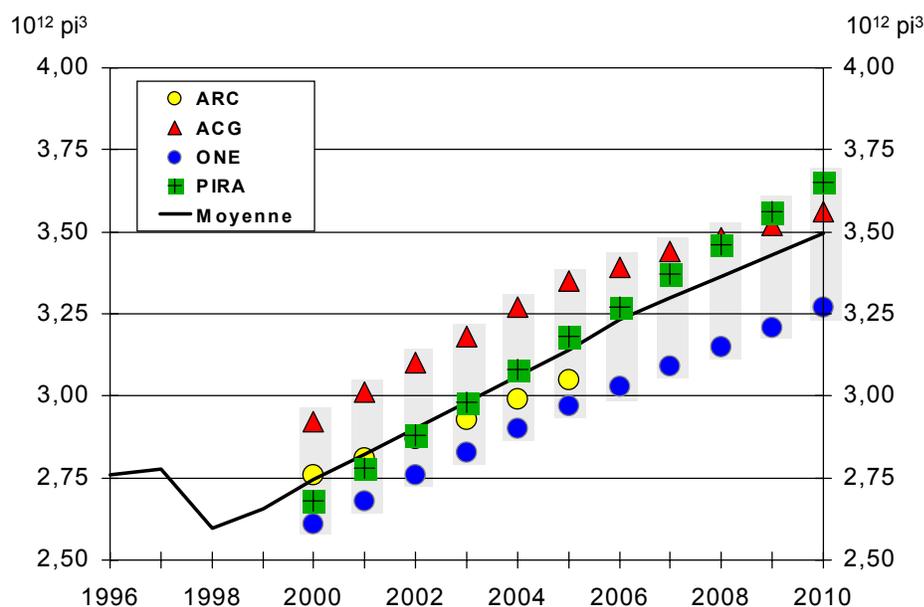
Plus précisément, dans chaque secteur, la demande réelle de 1999 est soustraite de la prévision qu'établit le prévisionniste pour 2010.

L'évolution de la demande dans le secteur industriel semble expliquer la différence entre les prévisionnistes qui entendent une forte croissance (GRI, AGA) et ceux qui prévoient une faible croissance (PIRA, EIA).



Sources : AGA, PIRA, GRI, EIA Nota : Toutes les prévisions mettent la cogénération dans le secteur industriel, tandis que toute autre production d'électricité autre que des services publics se trouve dans le secteur SPE.

Figure 35
Prévisions de la demande au Canada



Sources : ACG, ARC, ONE Cas 1, PIRA

La figure ci-contre illustre quatre prévisions de la demande au Canada. La moyenne au Canada se situe à $3,5 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2010. Il s'agit d'une progression moyenne de 2,5 p. 100 par année.

Tableau 10
Perspectives de la demande régionale

| | Demande réelle 1999 (10^9 pi^3) | Croissance annuelle 1994-1999 (%) | Taux de croissance jusqu'en 2010 (%) | Demande additionnelle 1999-2010 (10^9 pi^3) | Demande Prévvue 2010 (10^9 pi^3) |
|---------------------------------------|---|-----------------------------------|--------------------------------------|---|--|
| Côte du Golfe | 5 316 | 0,8% | 1,8% | 1 172 | 6 488 |
| Centre du continent | 1 207 | -0,5% | 1,8% | 262 | 1 469 |
| Rocheuses | 636 | 2,7% | 3,1% | 253 | 889 |
| Ouest É.-U. | 2 673 | 2,7% | 2,7% | 906 | 3 579 |
| Midwest É.-U. | 4 327 | 0,4% | 1,8% | 923 | 5 250 |
| Nord-Est É.-U. | 2 971 | 2,2% | 2,7% | 1 007 | 3 978 |
| Atlantique Sud É.-U. | 1 811 | 3,4% | 4,1% | 1 010 | 2 821 |
| Autres états É.-U. | 571 | -6,7% | 2,5% | 177 | 748 |
| Total util. finale É.-U. | 19 512 | 1,1% | 2,4% | 5 709 | 25 221 |
| Combust. canal, etc., É.-U. | 1 870 | 0,8% | 3,4% | 831 | 2 701 |
| Demande É.-U. totale | 21 382 | 1,1% | 2,5% | 6 540 | 27 922 |
| Demande canadienne totale | 2 657 | 1,7% | 2,5% | 837 | 3 494 |
| Demande nord-américaine totale | 24 039 | 1,1% | 2,5% | 7 377 | 31 416 |
| Exportations au Mex., Jap. | 125 | 5,4% | 0,0% | 0 | 125 |
| Total gaz requis | 24 164 | 1,1% | 2,5% | 7 377 | 31 541 |

Source : RNCan Nota : Les taux de croissance de la demande pour la période de 1994 à 1999 sont quelque peu faibles en raison de la température anormalement clémente en 1999. Les taux de croissance de la demande étaient plus élevés pour d'autres périodes (par exemple 1993-1997).

Si on tient compte de la demande aux États-Unis, les prévisions de la demande canadienne et américaine dépasseront les $31,4 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2010. L'Amérique du Nord aurait alors besoin d'une capacité supplémentaire de $7,4 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$.

Afin d'analyser les prix et la dynamique des flux dans les diverses régions, nous évaluons également la demande régionale, en nous fondant sur les tendances antérieures ainsi que sur les prévisions des experts. Nous présentons nos hypothèses concernant la demande régionale dans le tableau 10.

Perspectives jusqu'en 2010

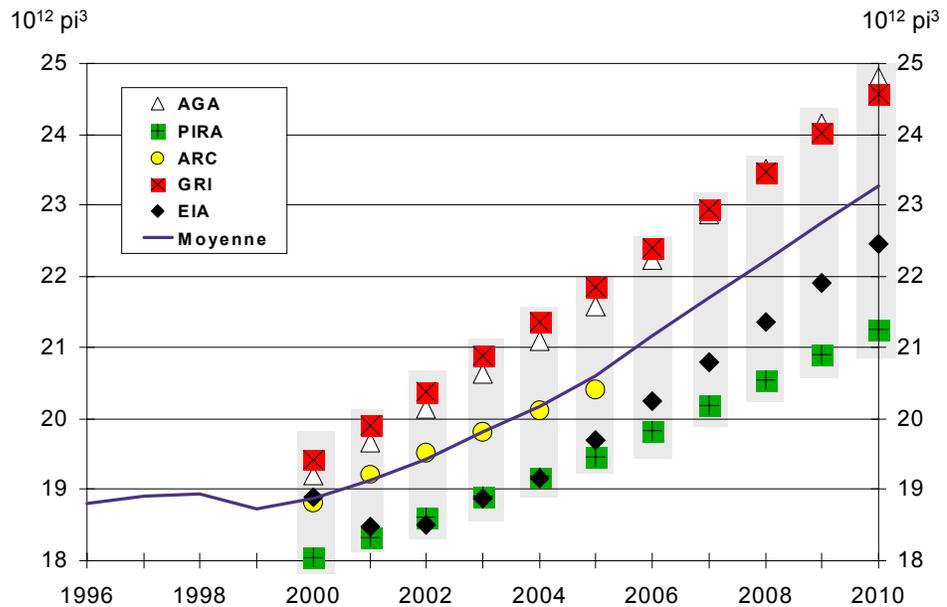
Offre de gaz naturel

Figure 36
Prévisions de la production aux É.-U.

La figure ci-contre présente cinq prévisions de la production aux États-Unis. La moyenne indique que la production américaine progressera de 2 p. 100 par année pendant la période analysée.

Pour la première fois depuis que nous publions ce rapport, certains analystes prévoient à moyen terme une réduction de la production américaine.

La diversité des prévisions suggère qu'il y a une incertitude parmi les observateurs quant à l'offre américaine.



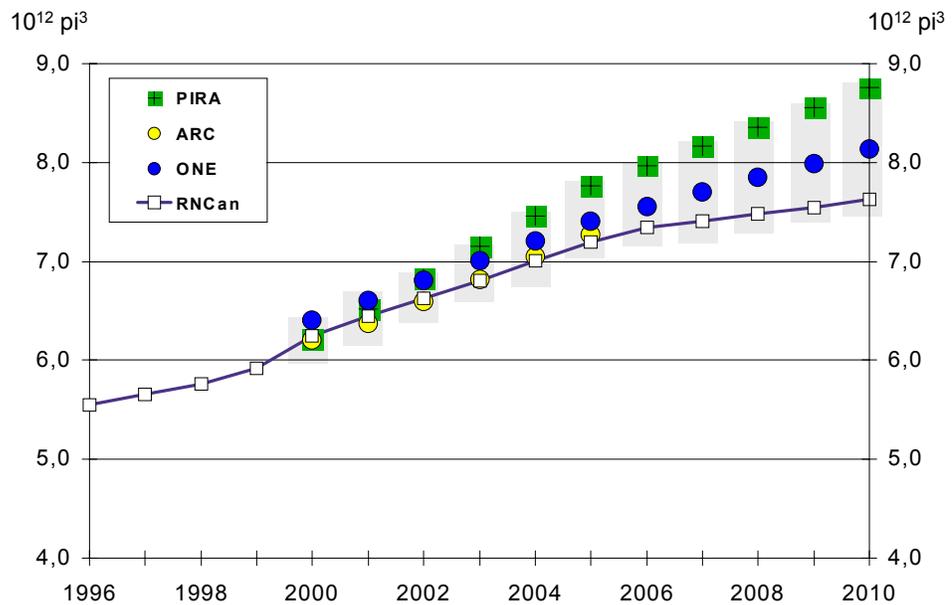
Sources : AGA, PIRA, ARC, GRI, EIA Nota : Ne comprend pas le gaz supplémentaire.

Figure 37
Prévisions de la production au Canada

Nous comparons à la figure 37 nos prévisions de la production canadienne avec celles de trois autres organismes.

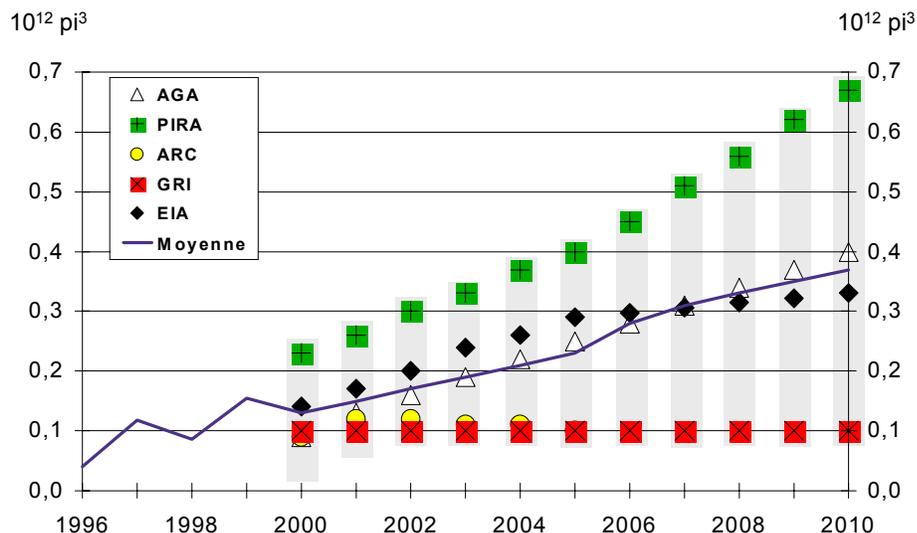
Nous prévoyons que la production atteindra 7,6 10¹² pi³ en 2010, ce qui représente une croissance annuelle moyenne de 2,3 p. 100.

Notre prévision (RNCan) est fondée sur la capacité des gazoducs existants ou en cours de construction. Si de nouveaux gazoducs s'ajoutent, notre prévision sera basse. On trouvera à la page 48 de plus amples renseignements sur la façon dont RNCan établit ses prévisions concernant la production canadienne.



Sources : ONE Cas 1, PIRA, ARC

Figure 38
Prévisions de l'offre GNL



Sources : AGA, PIRA, ARC, GRI, EIA **Nota :** La prévision de l'AGA était fondée sur les importations de GNL moins les exportations au Japon. Hypothèse d'exportations de 50 10⁹ pi³/an de GNL pendant la période. La prévision de PIRA était fondée sur les importations de GNL plus le gaz supplémentaire. On suppose 110 10⁹ pi³/an gaz supplémentaire pendant toute la période. On a donc ajusté les prévisions en fonction des importations brutes de GNL.

La moyenne des diverses prévisions montre que les importations de GNL aux États-Unis atteindront 0,37 10¹² pi³ (374 10⁹ pi³) en 2010.

Il y a également offre modeste provenant d'autres sources (mélanges propane-air, etc.) et d'importations du Mexique. Ces quantités devraient demeurer mineures pendant la période analysée.

Tableau 11
Perspectives régionales de la production

| | Offre réelle 1999 (10 ⁹ pi ³) | Croissance annuelle 1994-1999 (%) | Croissance annuelle 1996-1999 (%) | Taux de croissance jusqu'en 2010 (%) | Production prévue 2010 (10 ⁹ pi ³) | Offre additionnelle 1999-2010 (10 ⁹ pi ³) |
|---------------------|--|-----------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|---|--|
| Côte du Golfe | | | | | | |
| Non extra. | 6 642 | -0,3% | -0,2% | 2,0% | 8 293 | 1 651 |
| Golfe extracô. | 4 964 | 0,5% | -0,9% | 2,0% | 6 198 | 1 234 |
| Total du Golfe | 11 606 | 0,0% | -0,5% | 2,0% | 14 490 | 2 884 |
| Rocheuses | 3 146 | 2,2% | 3,3% | 3,2% | 4 449 | 1 303 |
| Centre du continent | 2 219 | -3,7% | -4,2% | -1,3% | 1 914 | -305 |
| Autres É.-U. | 1 749 | 1,2% | 2,2% | 3,0% | 2 421 | 672 |
| Total É.-U. | 18 720 | 0,0% | -0,1% | 2,0% | 23 274 | 4 554 |
| Canada | 5 932 | 3,4% | 2,2% | 2,3% | 7 626 | 1 694 |
| GNL | 161 | 25,9% | 59,1% | 8,0% | 374 | 213 |
| Autres | 150 | 4,9% | 6,8% | 5,4% | 267 | 117 |
| TOTAL | 24 963 | 1,0% | 0,8% | 3,4% | 31 541 | 6 578 |

Source : RNCan **Nota :** On inclut dans autres États-Unis les petits États producteurs comme l'Alaska. Autre comprend le gaz supplémentaire plus les importations du Mexique. L'offre en 2010 est égale à la demande en 2010. Cependant, la variation de l'offre 1999-2010 n'est pas égale à la demande, étant donné les différences entre l'offre et la demande en 1999.

Le tableau ci-contre illustre nos hypothèses concernant la façon dont sera comblée la demande nord-américaine en 2010.

On y trouve également nos hypothèses concernant la production régionale, fondées sur les tendances antérieures et l'opinion des experts.

Les principales sources régionales d'offre additionnelle pendant la période analysée devraient provenir de la côte du Golfe (augmentation de la production annuelle de 2 884 10⁹ pi³ en 2010), du Canada (en hausse 1 694 10⁹ pi³) ainsi que des Rocheuses (en hausse de 1 303 10⁹ pi³).

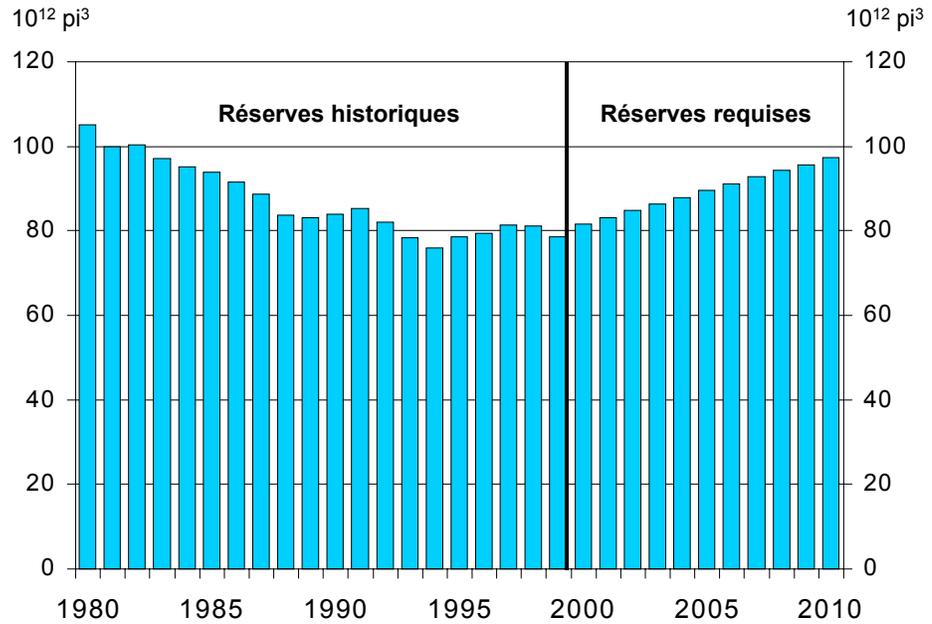
Figure 39
Réserves prouvées de la côte du Golfe

Certains de ces objectifs de production régionale pourraient être difficiles à atteindre.

La production de la côte du Golfe a généralement oscillé entre 14,5 p. 100 et 15,2 p. 100 des réserves prouvées.

Selon cette hypothèse, pour que la production du Golfe atteigne 14 490 10⁹ pi³ en 2010, il faudrait que les réserves prouvées passent de 78 10¹² pi³ qu'elles étaient au 1^{er} janvier 1999 à 95 10¹² pi³ en 2010.

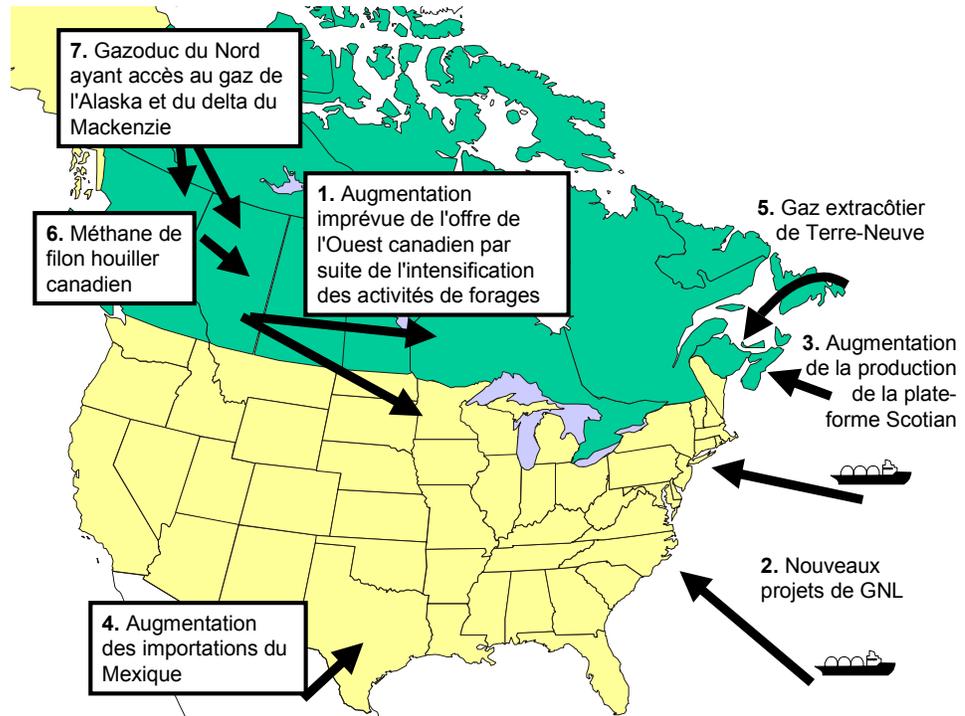
Les tendances antérieures des réserves ne laissent pas entrevoir une telle croissance.



Source : EIA (données historiques)

Figure 40
Autres sources d'offre possibles

Il se pourrait aussi que l'augmentation de la production proviennent d'autres sources, qui compenseraient tout recul observé dans le Golfe. La figure 40 donne un aperçu des autres sources d'offre possibles.

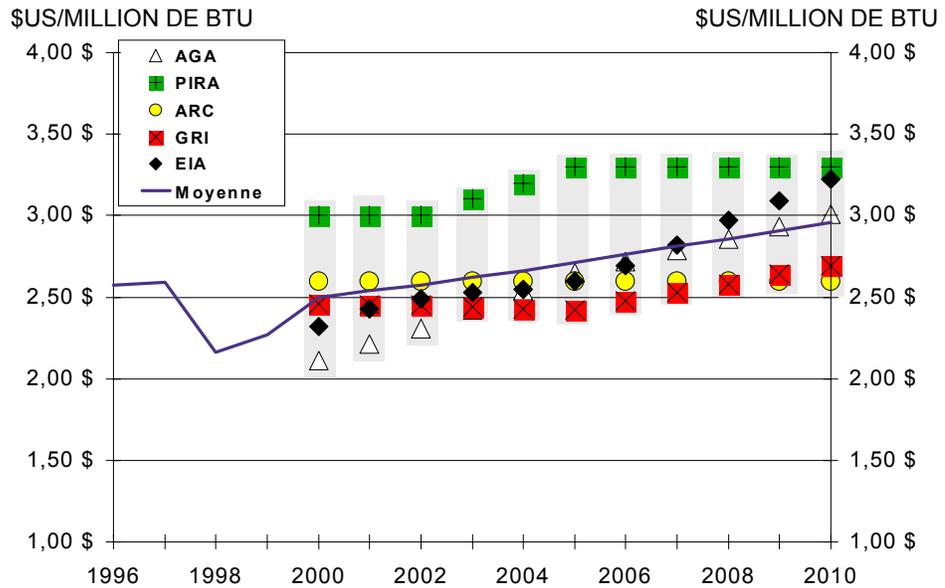


Perspectives jusqu'en 2010

Prix du gaz naturel

Figure 41
Prévisions des prix du gaz aux É.-U.

Divers analystes prévoient que les prix aux États-Unis (dollars nominaux) devraient passer en moyenne à 2,96 \$/million de BTU à la fin de la période.



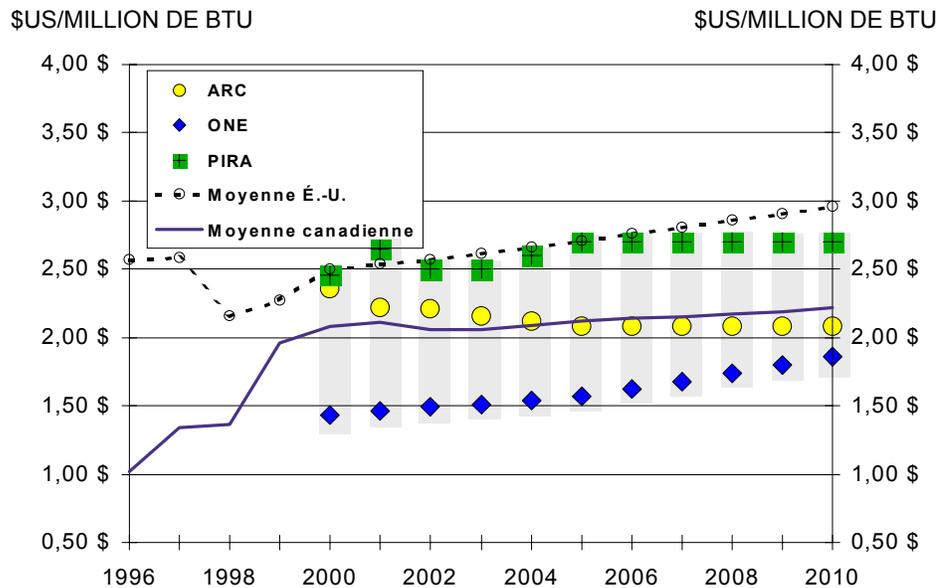
Sources : AGA, PIRA, ARC, GRI, EIA **Nota :** Prix de la côte du Golfe, sauf pour l'AGA, qui est le prix au chantier. Certaines prévisions originales sont en dollars constants, convertis en dollars nominaux en supposant le taux d'inflation que prévoit le prévisionniste. Les montants 1995-1999 sont les montants NYMEX réels.

Figure 42
Prévisions des prix du gaz au Canada

Selon divers analystes, les prix canadiens devraient plus ou moins stagner en termes nominaux.

Le tableau ci-contre donne également la courbe des prix américains à des fins de comparaison. Cela donne un aperçu de ce que pourrait être l'écart entre les prix canadiens et américains.

On voit que l'écart entre les prix AECO et NYMEX s'élargit pour passer de 0,59 \$/million de BTU en 2005 à 0,74 \$/million de BTU en 2010.



Sources : PIRA, ARC, ONE cas 1. **Nota :** Les données de l'ARC et de l'ONE sont des prévisions à la sortie de l'usine, ajouts de 0,12 \$US. PIRA=AECO. Les prévisions sont en dollars nominaux. ARC suppose une inflation annuelle de 2 %. Les prix 1995-1999 sont les prix AECO réels.

Perspectives jusqu'en 2010

Flux de gaz
et capacité des gazoducs

Tableau 12
Futurs modèles des flux (10^9 pi^3)

Les perspectives régionales concernant l'offre et la demande que l'on trouve dans les sections antérieures du rapport supposent certains modèles de flux.

Le tableau ci-contre les illustre. La plupart des régions productrices et consommatrices auront besoin d'une capacité pipelinère supplémentaire dans les onze prochaines années.

| Régions productrices (Flux sortants) | Flux sortants 1999 | Production 2010 | Demande 2010 | Flux sortants 2010 | Différence des flux sortants 1999-2000 |
|--|--------------------|-----------------|---------------|--------------------|--|
| Golfe | 6 290 | 14 490 | 6 488 | 8 002 | 1 712 |
| Centre du continent | 1 012 | 1 914 | 1 469 | 445 | -567 |
| Rocheuses | 2 510 | 4 449 | 889 | 3 559 | 1 049 |
| Ouest canadien | 4 479 | 7 435 | 1 887 | 5 548 | 1 069 |
| Total production | 14 291 | 28 288 | 10 733 | 17 555 | 3 264 |
| Régions consommatrices (flux entrants) | Flux entrants 1999 | Production 2010 | Demande 2010 | Flux entrants 2010 | Différence des flux entrants 1999-2000 |
| Ouest | 2 314 | 497 | 3 579 | 3 082 | 768 |
| Centre du continent | 3 889 | 606 | 5 250 | 4 644 | 755 |
| Nord-Est | 2 887 | 116 | 3 978 | 3 861 | 974 |
| Atlantique Sud | 1 807 | 6 | 2 821 | 2 815 | 1 008 |
| Est canadien | 1 204 | 191 | 1 607 | 1 416 | 212 |
| Total consommation | 12 101 | 1 416 | 17 234 | 15 818 | 3 717 |

Source : RNCan Nota : L'augmentation des flux sortants des régions productrices n'est pas égale à l'augmentation de la demande dans les régions consommatrices en raison des écarts entre l'offre et la demande en 1999. (On se souviendra que les données initiales concernant l'offre de 1999 étaient supérieures aux données sur la demande). L'augmentation de la production dans l'Est canadien est attribuable à l'île de Sable. En 1999, la production de l'Est canadien a atteint $27 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ (de l'Ontario).

Figure 43
Projets de gazoducs

Étant donné les flux prévus au tableau précédent, nous examinons maintenant les projets pileliniers proposés en Amérique du Nord.

Alliance, le plus important projet, devrait être terminé vers la fin de l'an 2000.

Il y a également une intensification de l'activité dans les Rocheuses américaines, dans le corridor allant de la côte du Golfe vers l'Atlantique sud, et dans le corridor allant du Midwest américain vers le Nord-Est.

Les nombres qui figurent sur la carte correspondent aux numéros des projets donnés au tableau 13.

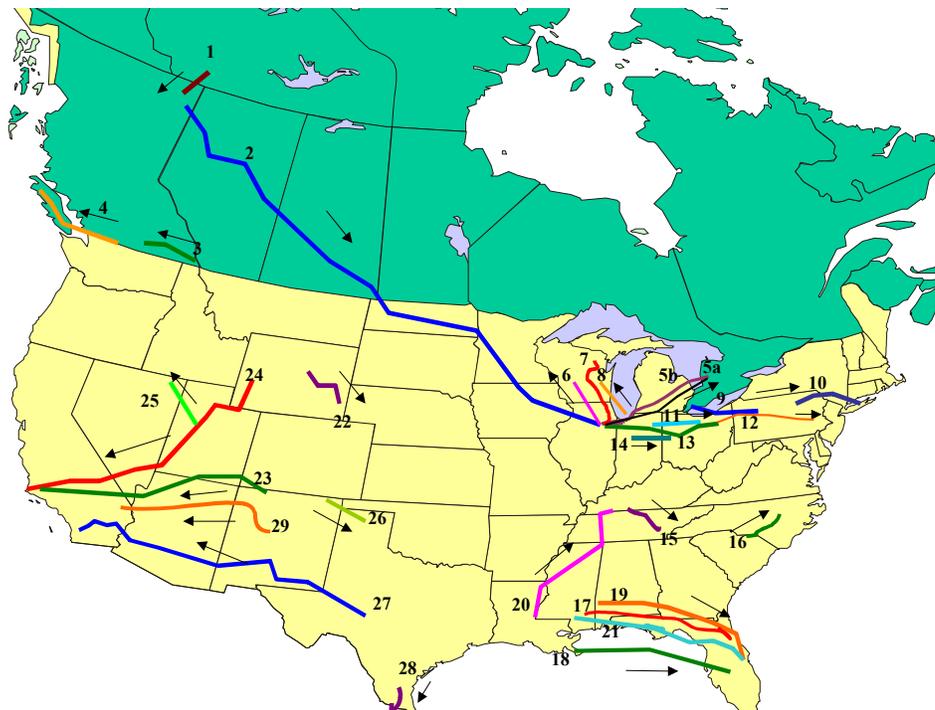


Tableau 13 : Projets de gazoduc

| Nom du projet | Promoteurs | Origine | Destination | Longueur (en milles) | Date d'entrée en service | Capacité (10 ⁶ pi ³ /j) |
|--|--|--------------------------|------------------------------|------------------------------|--------------------------|---|
| Projets dans l'Ouest canadien | | | | | | |
| 1. Shiha Pipeline Project | Paramount Berkley | Ft. Liard, T.N.-O. | Usine Max-hamish, C.-B. | 15 | inconnue | 106 |
| 2. Alliance Pipeline | Ft. Chicago, Enbridge, Coastal, Williams | Fort Saskatchewan, C.-B. | Joliet, Illinois | 1 900 | 10/01/00 | 1 325 |
| 3. Southern Crossing | BC Gas | Yahk, C.-B. | Oliver, C.-B. | 193 | inconnue | 275 |
| 4. Georgia Strait Crossing | Williams | Sumas, Washington | île de Vancouver | 85 | 2002 | 100 |
| Projets dans le Midwest, en Ontario et dans le Nord-Est | | | | | | |
| 5a. Tristate | CMS, Westcoast | Chicago Hub | Dawn Hub | 344 | 11/01/00 | 650 |
| 5b. Vector | Enbridge, MCN, Westcoast | Chicago Hub | Dawn Hub | 329 | 11/01/99 | 1 000 |
| 6. Guardian Pipeline | CMS Energy, Wicor, Viking | Joliet Illinois | N. Illinois and S. Wisconsin | 149 | 11/01/02 | 750 |
| 7. Horizon Pipeline | KN Energy | Chicago Hub | N. Illinois and S. Wisconsin | 129 | 11/01/01 | 800 |
| 8. Peoples/ Coastal | Peoples Energy & Coastal Corp | St. John Indiana | Wisconsin | 130 | 11/01/01 | 1 400 |
| 9. Millenium | Columbia, Trans-Canada, St. Clair | Dawn, ON | Mt. Vernon, NY | 560 | inconnue | 714 |
| 10. Market Link | Transco | Leidy Hub | NY City | 700 | 11/01/01 | 700 |
| 11. N. Border Proiet 2000 | N. Border Pipeline Co. | Channahon, Illinois | North Ayden, Indiana | 34 | inconnue | 350 |
| 12. Independence | ANR, Transco, Nat. Supply Corp. | Defiance, Ohio | Leidy, Penn. | 397 | 11/01/00 | 916 |
| 13. Supply Link | ANR Pipeline Co. | Chicago Hub | Defiance, Ohio | 73 | 11/01/01 | 750 |
| 14. Crossroad (expansion) | Crossroads Pipeline | North Hayden Indiana | Indiana, Ohio | 25 | 11/01/00 | 600 |
| Projets dans le Sud-Ouest des États-Unis, sur la côte du Golfe et dans l'Atlantique Sud | | | | | | |
| 15. Volunteer | Columbia Gulf, AGL, MCN | Portland, Tennessee | Chattanooga, Tennessee | 270 | 11/01/01 | 500 |
| 16. Palmetto | Palmetto Interstate pipe | Aiken County, SC | Robeson County, NC | 175 | 04/01/02 | 300 |
| 17. Buccaneer Pipeline | Williams | Mobile Bay, Alabama | Centre de la Floride | 420 (extrac.) 250 (terr.) | 04/02/02 | 950 |
| 18. Gulf Stream | Coastal Corp | Mobile Bay, Alabama | W. Palm Beach, FL | 700 | 06/01/02 | 1 130 |
| 19. FGT - Phase 4 | Florida Gas Trans (FGT) | Golfe du Mexique | Floride | 205 | 05/01/01 | 275 |
| 20. Mainline '99 | Columbia Gulf | Rayne, LA | Leach, Tenn. | 335 | 11/01/00 | 335 |
| 21. Sawgrass Energy | Duke Energy Corp. | Mobile Bay, Alabama | Floride | 600 | 01/01/03 | 1 000 |
| Projets dans les Rocheuses américaines et en Californie | | | | | | |
| 22. Medicine Bow Lateral | Coastal/ WIC | Glenrock Wyoming | Cheyenne Wyoming | 150 | 01/12/99 to 03/11/01 | 192 |
| 23. Southern Trails | Questar | South Colorado | Long Beach, Californie | 700 | 06/01/00 | 406 |
| 24. Kern River Exp. | Williams | Opal, Wyoming | Long Beach, Californie | 150 | 11/01/02 | 300 |
| 25. Ruby Pipeline | Coastal Paiute | Uinta City, UT | Nord NV | 400 | 11/01/00 | 250 |
| 26. Dumas Gas Transmission | El Paso Natural Gas Co. | Van Bremmer Canyon | Dumas, Texas | 185 | 07/01/01 | 175 |
| 27. El Paso All American Pipeline | El Paso Natural Gas Co. | McCamey, Texas | Emidio Stn, Bakersfield, CA | 1 088 (oléoduc existant) | 03/01/00 | 300 |
| 28. Coral Mexico Pipeline | Tejas, Coral | Sud Texas | Frontière mexicaine | 97 | 10/01/00 | 300 |
| 29. Gallup Expansion | Transwestern | Blanco Hub, New Mexico | Frontière de la Californie | 2 | 05/01/00 | 140 |

Alliance est le plus important projet donné dans le tableau ci-contre. Il aura d'importantes incidences sur les modèles de flux du gaz en Amérique du Nord ainsi que sur la construction d'autres gazoducs.

Divers projets permettraient d'augmenter les flux allant du Midwest américain vers le Nord-Est.

Le corridor de la côte du Golfe vers l'Atlantique sud a connu une expansion soutenue et d'autres projets sont prévus.

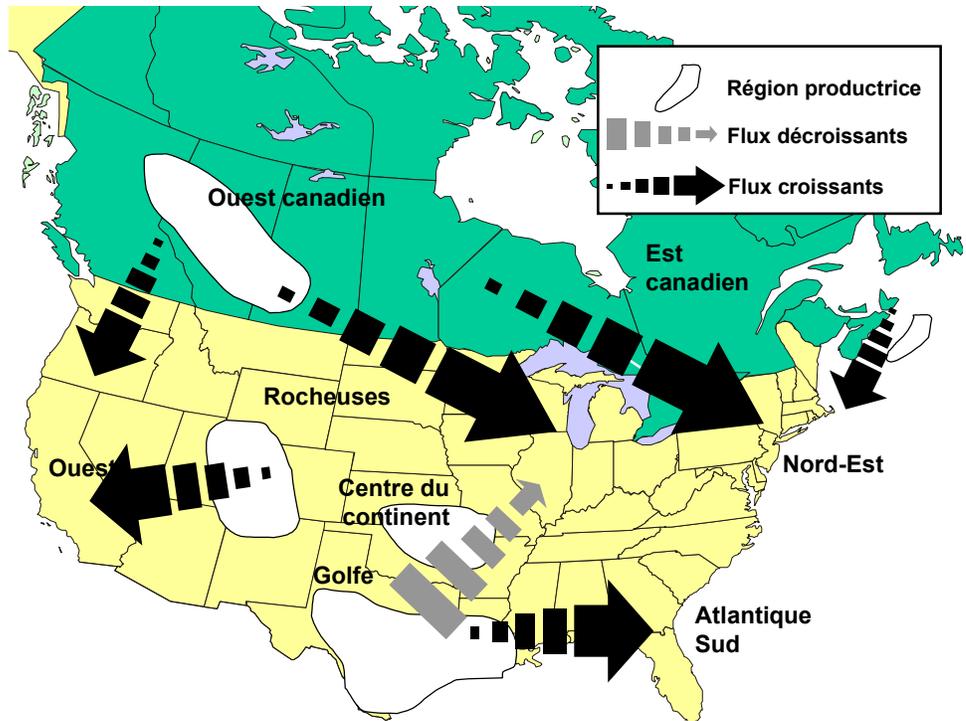
On voit également une expansion considérable de l'activité dans le corridor des Rocheuses vers la Californie.

Figure 44 : Nouveaux modèles de flux du gaz

La carte ci-contre illustre la façon dont les flux vont probablement évoluer.

Les flux de la côte du Golfe et du Centre du continent vers le Midwest diminuent au fil des ans, à mesure que le Canada fournit plus de gaz au Midwest.

Les flux le long de la plupart des autres corridors sont en hausse.



Perspectives jusqu'en 2010

Ventes canadiennes à l'exportation
et sur le marché intérieur

Tableau 14
Capacité d'exportation des gazoducs

Une fois le projet Alliance terminé, la capacité d'exportation totale atteindra 12 007 10⁶ pi³/j.

On ne peut actuellement combler toute la capacité d'exportation car l'offre est insuffisante. En raison de diverses contraintes, la capacité est rarement utilisée à des facteurs de charge de 100 p. 100. Ces dernières années, le meilleur taux de remplissage de la capacité d'exportation a été d'environ 90 p. 100.

| (10 ⁶ pi ³ /j) | 1998 | 1999 | | 2000 | | 2001 - 2010 | |
|--------------------------------------|-------------------------|--------------|-------------------------|--------------|-------------------------|--------------|-------------------------|
| | Capacité de fin d'année | Augmentation | Capacité de fin d'année | Augmentation | Capacité de fin d'année | Augmentation | Capacité de fin d'année |
| Huntingdon (gazoduc N.-O.) | 1 045 | | 1 045 | | 1 045 | 0 | 1 045 |
| Huntingdon (gaz-utili.) | 380 | | 380 | | 380 | 0 | 380 |
| Kingsgate (Foothills/ANG) | 2 582 | | 2 582 | | 2 582 | 0 | 2 582 |
| Total Ouest É.-U. | 4 007 | 0 | 4 007 | | 4 007 | 0 | 4 007 |
| Monchy (Foothills) | 2 190 | | 2 190 | | 2 190 | 0 | 2 190 |
| Emerson (TCPL) | 1 305 | 0 | 1 305 | | 1 305 | 0 | 1 305 |
| Alliance | | | 0 | 1 325 | 1 325 | 0 | 1 325 |
| Divers (voir la nota) | 300 | 0 | 300 | | 300 | 0 | 300 |
| Total Midwest É.-U. | 3 795 | 0 | 3 795 | 1 325 | 5 120 | 0 | 5 120 |
| Iroquois (TCPL) | 883 | 8 | 891 | | 891 | 0 | 891 |
| Niagara Falls (TCPL) | 845 | -4 | 841 | | 841 | 0 | 841 |
| Chippawa (TCPL) | 500 | -19 | 481 | | 481 | 0 | 481 |
| St. Stephen (MNP) | | 360 | 360 | | 360 | 0 | 360 |
| E. Hereford (TCPL) | | 163 | 163 | | 163 | 0 | 163 |
| Cornwall (TCPL) | 63 | -27 | 36 | | 36 | 0 | 36 |
| Napierville (TCPL) | 61 | 0 | 61 | | 61 | 0 | 61 |
| Phillipsburg (TCPL) | 50 | -3 | 47 | | 47 | 0 | 47 |
| Highwater (TCPL) | 25 | -25 | 0 | | 0 | 0 | 0 |
| Total Nord-Est É.-U. | 2 427 | 453 | 2 880 | 0 | 2 880 | 0 | 2 880 |
| Capacité totale (export.) | 10 229 | 453 | 10 682 | 1 325 | 12 007 | 0 | 12 007 |

Sources : Compagnies de gazoducs, dépôts réglementaires. Nota : La capacité de fin d'année en 10⁶ pi³/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. Sous la rubrique divers dans le Midwest on compte 9 points d'exportation ayant une capacité excédent 500 10⁶ pi³/j. Ces points d'exportations ne sont pas supposés être très achalandés, et nous avons pour cette raison utiliser des chiffres conservateurs dans le tableau.

Tableau 15
Volumes à l'exportation et sur le marché intérieur

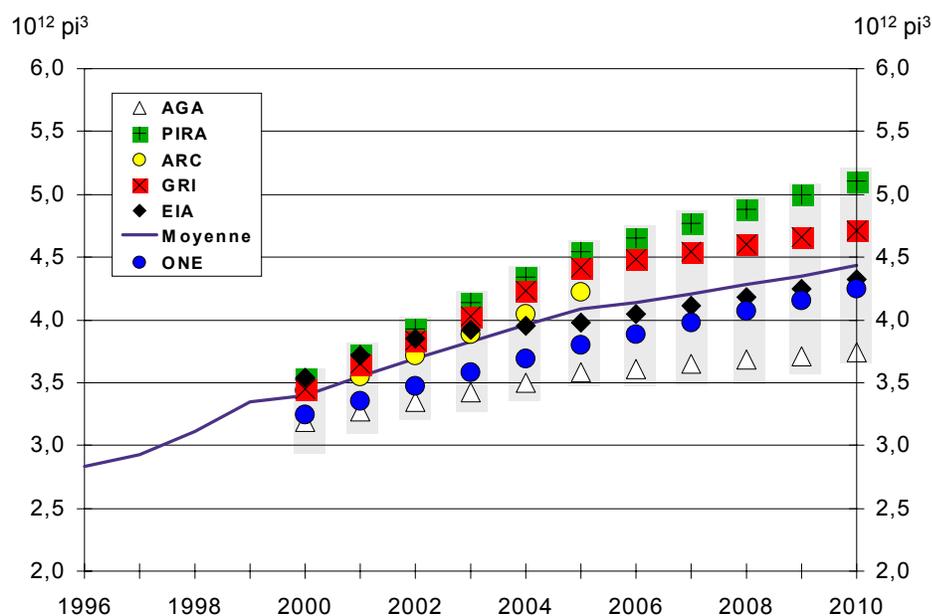
Le tableau 15 illustre nos estimations des ventes à l'exportation et sur le marché intérieur. Elles supposent que la capacité d'exportation du tableau précédent sera utilisée selon certains facteurs de charge. Nous les estimons en fonction des facteurs commerciaux, des facteurs de charge antérieurs, etc.

Nous estimons que les exportations atteindront 4,1 10¹² pi³ en 2010. À l'heure actuelle, on ne prévoit pas de nouvelles expansions des exportations après 2000. S'il y a d'autres expansions, il se pourrait que nos estimations soient très en deçà de la réalité.

| (10 ⁹ pi ³) | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2010 |
|------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Huntingdon | 423 | 402 | 412 | 422 | 433 | 443 | 454 | 464 | 473 |
| Kingsgate (Foothills/ANG) | 854 | 805 | 820 | 801 | 829 | 858 | 886 | 914 | 942 |
| Total Ouest É.-U. | 1 277 | 1 207 | 1 232 | 1 223 | 1 262 | 1 301 | 1 339 | 1 378 | 1 416 |
| Monchy (Foothills) | 558 | 773 | 751 | 679 | 703 | 727 | 751 | 775 | 799 |
| Emerson (TCPL) | 485 | 487 | 453 | 405 | 419 | 433 | 448 | 462 | 476 |
| Alliance | | | 109 | 435 | 435 | 435 | 455 | 469 | 484 |
| Divers | 82 | 67 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 |
| Total Midwest É.-U. | 1 125 | 1 327 | 1 395 | 1 602 | 1 640 | 1 678 | 1 736 | 1 789 | 1 841 |
| Iroquois (TCPL) | 318 | 357 | 325 | 286 | 296 | 306 | 315 | 325 | 325 |
| Niagara Falls (TCPL) | 305 | 361 | 307 | 270 | 279 | 289 | 298 | 307 | 307 |
| Chippawa (TCPL) | 44 | 44 | 44 | 46 | 47 | 49 | 51 | 53 | 61 |
| St. Stephen (MNP) | | | 112 | 112 | 112 | 112 | 112 | 112 | 112 |
| E. Hereford (TCPL) | | 17 | 21 | 21 | 22 | 22 | 23 | 24 | 26 |
| Cornwall (TCPL) | 11 | 9 | 9 | 9 | 10 | 10 | 10 | 11 | 12 |
| Napierville (TCPL) | 17 | 19 | 19 | 19 | 19 | 20 | 20 | 20 | 21 |
| Phillipsburg (TCPL) | 5 | 6 | 7 | 7 | 7 | 8 | 8 | 8 | 10 |
| Highwater (TCPL) | 9 | 3 | | | | | | | |
| Total Nord-Est É.-U. | 709 | 816 | 843 | 770 | 792 | 815 | 837 | 859 | 875 |
| Exportations totales | 3 111 | 3 349 | 3 470 | 3 595 | 3 694 | 3 794 | 3 912 | 4 026 | 4 132 |
| Ouest canadien | 1 432 | 1 426 | 1 347 | 1 394 | 1 441 | 1 488 | 1 535 | 1 582 | 1 704 |
| Est canadien | 1 138 | 1 204 | 1 428 | 1 461 | 1 493 | 1 526 | 1 559 | 1 592 | 1 790 |
| Ventes intérieures totales | 2 570 | 2 630 | 2 774 | 2 854 | 2 934 | 3 014 | 3 094 | 3 174 | 3 494 |
| Ventes totales | 5 682 | 5 980 | 6 244 | 6 450 | 6 629 | 6 807 | 7 006 | 7 199 | 7 626 |

Source : RNCan

Figure 45
Prévisions des volumes à l'exportation



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

Nos estimations des exportations ($4,1 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2010) se rapprochent de celles de la moyenne des prévisionnistes que nous avons consultés.

Tableau 16

Prévisions du revenu des exportations et sur le marché intérieur

| VENTES À L'EXPORTATION | Volumes à l'export. (10^9 pi^3) | Prévisions du prix américain NYMEX (\$/M Btu) | Prix d'exportation à la frontière internationale (\$/M Btu) | Prix d'exportation à la sortie de l'usine (\$/M Btu) | Revenu d'exportation à la sortie de l'usine (Million \$US) | Revenu d'exportation à la sortie de l'usine (Million \$CAN) |
|------------------------|---|---|---|--|--|---|
| 1998 | 3 111 | 2,16 \$ | 1,92 \$ | 1,58 \$ | 4 931 \$ | 7 317 \$ |
| 1999 | 3 349 | 2,27 \$ | 2,19 \$ | 1,88 \$ | 6 299 \$ | 9 348 \$ |
| 2000 | 3 470 | 2,50 \$ | 2,33 \$ | 1,98 \$ | 6 871 \$ | 10 104 \$ |
| 2005 | 4 026 | 2,71 \$ | 2,54 \$ | 2,19 \$ | 8 817 \$ | 12 966 \$ |
| 2010 | 4 132 | 2,96 \$ | 2,79 \$ | 2,44 \$ | 10 082 \$ | 14 827 \$ |

Le tableau ci-contre donne nos estimations des revenus que les producteurs obtiendront à la sortie de l'usine au cours des onze prochaines années, étant donné les prix prévus pour le gaz, les volumes d'exportation et les ventes intérieures.

| VENTES INTÉRIEURES | Volumes intérieurs (10^9 pi^3) | Prévisions du prix en Alberta (\$/M Btu) | Prévisions du prix à la sortie de l'usine (\$/M Btu) | Revenu intérieur à la sortie de l'usine (Million \$US) | Revenu intérieur à la sortie de l'usine (Million \$CAN) | Total Revenu à la sortie de l'usine (Million \$CAN) |
|--------------------|--|--|--|--|---|---|
| 1998 | 2 570 | 1,36 \$ | 1,26 \$ | 3 348 \$ | 4 967 \$ | 12 284 \$ |
| 1999 | 2 630 | 1,96 \$ | 1,85 \$ | 4 877 \$ | 7 246 \$ | 16 594 \$ |
| 2000 | 2 774 | 2,08 \$ | 1,96 \$ | 5 438 \$ | 7 997 \$ | 18 100 \$ |
| 2005 | 3 174 | 2,12 \$ | 2,00 \$ | 6 347 \$ | 9 335 \$ | 22 301 \$ |
| 2010 | 3 494 | 2,22 \$ | 2,10 \$ | 7 337 \$ | 10 790 \$ | 25 617 \$ |

Le total des revenus des producteurs à la sortie de l'usine a progressé de 35 p. 100 en 1999. Nous prévoyons que les revenus provenant de toutes les ventes continueront d'augmenter pendant la période analysée.

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 Huntington 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) moins 0,52 \$US. Les rentrées nettes qui en découlent sont multipliées par les 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 par l'Alberta moins 0,12 \$US. Les rentrées nettes qui en découlent sont multipliées par les ventes intérieures prévues. On suppose le taux de change est 0,68 \$US/\$CAN.

Annexe : Revue sélective d'événements touchant la réglementation et les marchés

- ◆ Marchés de détail du gaz naturel au Canada
- ◆ Distribution du gaz naturel dans les Maritimes
- ◆ Projet canadien du gazoduc Millennium
- ◆ Modifications aux barèmes des droits de TransCanada
- ◆ Modifications des droits en Alberta
- ◆ Mise en valeur du gaz naturel dans le Nord
- ◆ Zone extracôtière de l'Est canadien : le point sur la production de gaz naturel
- ◆ Remerciements pour le passage à l'an 2000

Marchés de détail du gaz naturel au Canada

Le présent article analyse l'état des marchés du détail du gaz naturel au Canada.

Avant les années 90, les propriétaires et les petites entreprises du Canada (qui constituent le marché captif) achetaient leur gaz naturel de leur distributeur local (DL).

Les groupements de producteurs vendaient leur gaz aux compagnies de gazoducs, qui le transportaient jusqu'à l'entrée des stations des DL. Ceux-ci achetaient le gaz, l'injectaient dans leur réseau et le vendaient à leurs clients. La chaîne de transport et des contrats était donc la suivante :

Groupement de producteurs -> gazoduc -> distributeur -> client

Tout était réglementé : le prix du gaz, le prix du transport, et le prix des services des DL. Les clients des DL étaient captifs et ne payaient qu'une note de gaz. Le prix de ce service était réglementé par l'organisme provincial.

De nos jours, dans la plupart des provinces, les clients peuvent acheter leur gaz du DL ou d'un producteur, d'un négociant, d'un courtier ou d'un agent. On dit maintenant que les clients captifs forment le marché du détail du gaz.

Dans la pratique, les clients de détail ont deux choix quand il s'agit d'acheter du gaz, comme le montre la figure A-1.

Dans le premier cas, l'utilisateur achète le gaz du DL (l'« approvisionnement du réseau »), qui le puise à même le gaz qu'il achète des producteurs ou d'un négociant, comme l'illustre la partie supérieure de la figure A-1. Le DL paie le prix du marché, qui est soumis à la supervision de l'organisme de réglementation, comme il est expliqué ci-dessous.

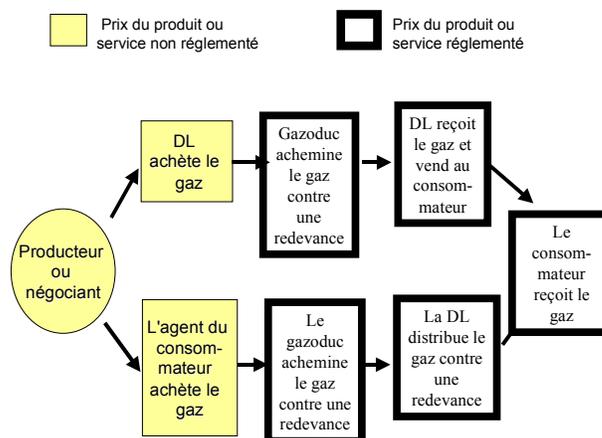
Le DL passe un contrat avec le gazoduc pour faire acheminer le gaz jusqu'à l'entrée de la station. Le droit qu'il verse au gazoduc est réglementé, habituellement par l'Office national de l'énergie. Le DL prend livraison du gaz à son entrée de station.

Enfin, le DL livre le gaz au consommateur. Son tarif comprend le prix du gaz payé au producteur, le droit du gazoduc, les coûts d'utilisation des installations du DL (ce qui comprend l'équilibrage des charges au moyen du stockage), ainsi qu'un pourcentage de rendement sur son capital. L'organisme provincial réglemente les tarifs du DL, qui comprennent : les frais du produit, les frais de transport et les frais du distributeur.

L'organisme provincial de réglementation examine les frais du produit et peut ne pas en approuver le

recouvrement intégral si l'achat de gaz est jugé imprudent. Il impose également des restrictions quant au type de contrat que le DL peut conclure avec les producteurs. Cela signifie généralement que les DL achètent leur gaz des producteurs en vertu de contrats mensuels au comptant. Comme le marché au comptant varie de mois en mois, la composante sous-jacente du prix du produit que paie le consommateur peut également varier de mois en mois lorsqu'il achète le gaz du DL.

Figure A-1 : Structure de l'industrie du gaz, 1999



Pour modifier ses tarifs, le DL doit obtenir l'approbation de l'organisme provincial de réglementation. Habituellement, le DL ne change pas ses tarifs tous les mois, même si les prix du gaz varient. Il utilise plutôt des comptes différés pour régler les écarts entre le tarif approuvé qu'il facture et le prix réel qu'il a payé. Quand l'écart entre les tarifs et les prix devient suffisamment important, le DL demande à faire modifier ses tarifs.

Le consommateur résidentiel ou commercial qui ne veut pas acheter son gaz du DL peut recourir à la deuxième option, illustrée dans la partie inférieure de la figure A-1. Un négociant, courtier ou agent achète le gaz du producteur, au nom du consommateur. C'est ce qu'on appelle un « achat direct ». Le prix d'achat du gaz est le prix du marché, c'est-à-dire qu'il n'est pas réglementé. Le gaz est alors transporté via le gazoduc et le DL, comme dans l'option précédente. Ces éléments de coût demeurent réglementés. Le DL peut facturer au client tous les coûts, y compris le paiement des volumes de gaz (qui sera transmis au négociant), ou ce paiement peut être versé directement au négociant.

Cependant, contrairement à ce qui se passe quand le consommateur achète le gaz du DL, aucun organisme de réglementation ne fixe les frais du gaz obtenu par achat direct. Il n'y a pas non plus de restrictions quant au type de contrat que le

Annexe

négociant, l'agent ou le courtier peut passer avec le producteur. Il arrive souvent que les frais du gaz soient fixés pour un, trois ou cinq ans.

En résumé, le consommateur de détail a essentiellement deux choix : acheter du DL et payer des frais de gaz qui changent pratiquement tous les mois, ou avoir recours à un négociant ou à un courtier et payer des frais fixes. Les frais fixes sont généralement plus élevés que les tarifs mensuels du DL. Cela traduit la valeur que les marchés accordent à la certitude et aux garanties de prix. Les contrats à prix fixe peuvent permettre au consommateur d'échapper aux hausses de prix, advenant des augmentations.

Au départ (début des années 1990), la plupart des achats directs se concluaient au moyen de contrats d'achat-vente. Le consommateur de détail (par l'entremise de son agent) achetait le gaz du producteur ou du négociant à un prix attractif. Il le revendait ensuite à son DL, à un prix qui traduisait le coût moyen des achats de gaz du DL. Le DL livrait alors le gaz au consommateur et le lui facturait comme s'il avait eu recours à l'approvisionnement du réseau.

Autrement dit, le consommateur réalisait un profit en vertu du contrat d'achat-vente, ce qui avait pour effet de réduire le prix du produit. Le consommateur pouvait acheter du gaz à un prix inférieur au coût moyen payé par le DL, parce que ces achats étaient régis par des contrats à long terme et à prix élevé. Il pouvait acheter du gaz à plus court terme, à un prix plus attractif. Quand les DL sont passés à des achats à plus court terme, l'attrait des contrats d'achat-vente a pratiquement disparu.

Ontario

L'Ontario a le marché de détail du gaz le plus vaste et le plus progressiste du Canada. Plus de la moitié des achats au détail sont réalisés par l'entremise de négociants ou courtiers, plutôt que par achat chez les DL. Les achats directs ont gagné en popularité à l'époque des contrats d'achat-vente, en raison des économies substantielles qu'ils permettaient. (Certains règlements de transfert des titres de gaz en Ontario rendaient les contrats d'achat-vente plus pratiques que les achats directs. En 1998, la loi a été modifiée, ce qui a facilité les transferts de titres, et depuis il n'est pas nécessaire que les achats directs des consommateurs soient des contrats d'achat-vente.)

Il y a deux grands DL en Ontario (Enbridge Consumers Gas et Union Gas), et plusieurs autres petits DL. La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) réglemente les marchés des DL et du gaz en Ontario.

Au début, les gens se plaignaient des pratiques des négociants qui, dans certains cas, ne livraient pas le gaz demandé (aux consommateurs sous contrat) au DL. Le DL pouvait livrer d'autre gaz à ces clients, à même ses réserves, mais avait avertis qu'il pourrait imposer des pénalités aux clients.

En octobre 1998, la loi 35 (la Loi sur la concurrence dans le domaine de l'énergie, 1998), et la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (1998) ont reçu la sanction royale. Dorénavant, tous les négociants de gaz de l'Ontario doivent détenir un permis et adhérer à un code d'éthique. En décembre 1999, la CEO donnait une liste de vingt détenteurs de permis sur son site Web (www.oeb.gov.on.ca). La CEO a également confié à l'Ontario Energy Marketers Association (OEMA, dont le site Web se trouve à l'adresse www.oema.org) le soin de régler les plaintes des clients.

Le marché ontarien est encore en restructuration, en ce sens que certains services des DL seront retirés de l'entreprise réglementée et exploités comme une succursale distincte et non réglementée. C'est ce qu'on appelle la séparation des services. Les DL ont transféré les ventes de produits, les locations et leurs activités financières à leurs succursales non réglementées. Les DL aimeraient aussi pouvoir déréglementer certains de leurs actifs de stockage, et les proposer aux cours du marché. Jusqu'à présent, cela n'a pas été permis.

Québec

Le principal DL du Québec est Gaz Métropolitain, réglementé par la Régie de l'énergie du Québec. Les consommateurs peuvent acheter leur gaz de Gaz Métropolitain ou directement des courtiers et par contrats d'achat-vente. En 1997, on signalait¹ que plus de 40 p. 100 des consommateurs procédaient à des achats directs, plutôt que de recourir à l'approvisionnement du réseau. Gaz Métropolitain oblige les courtiers à respecter certaines conditions contractuelles avant d'autoriser les contrats d'achat-vente. Sur son site Web (www.regie-energie.qc.ca), la Régie de l'énergie donne une liste de 22 négociants ou producteurs négociants qui exercent au Québec.

Alberta

L'Alberta compte un grand DL (Atco Gas), mais également plusieurs DL municipaux et coopératives rurales. La Energy and Utilities Board de l'Alberta réglemente les DL et les marchés du gaz naturel dans cette province.

Les achats directs au détail n'étaient pas permis jusqu'en 1996, moment où la province a adopté des règlements les permettant. Elle a cependant imposé de nombreuses conditions régissant ce type de

ventes. Elles sont énoncées dans le Gas Utilities Core Market Regulation, le Natural Gas Direct Marketing Regulation et le Fair Trading Act.

Les négociants doivent détenir un permis, déposer une caution, ne pas exiger de frais d'adhésion et respecter des codes, des normes et des règles minimales. Il faut en outre que les clients soient informés que le négociant n'est pas affilié au DL ou au gouvernement de l'Alberta, et le négociant doit garantir les services d'approvisionnement et de transport au moyen d'une garantie de sa société.

En 1999, on signalait² que les négociants comptaient environ 12 000 clients au détail en Alberta. Les DL conservent la vaste majorité de la clientèle (790 000 foyers). Les négociants fixent leurs prix pour une période allant de un à cinq ans, tandis que les prix des DL varient de mois en mois en fonction du marché au comptant. Contrairement à ce qui se passe en Ontario, les DL de l'Alberta conservent la vaste majorité de la clientèle au détail.

Saskatchewan

Saskatchewan a un grand DL, SaskEnergy, qui est une société d'État provincial. SaskEnergy est réglementée directement par le gouvernement provincial. Le Cabinet de la Saskatchewan examine et approuve les tarifs de SaskEnergy.

Tout comme en Alberta, les achats directs n'étaient pas une affaire courante jusqu'à tout récemment. Les clients de détail de la Saskatchewan peuvent acheter leur gaz de SaskEnergy, ou directement des courtiers ou négociants. Cette dernière option leur est offerte depuis novembre 1998.

Jusqu'à présent, la vaste majorité des clients s'en remet toujours à l'approvisionnement du réseau de SaskEnergy.

Colombie-Britannique

Le principal DL de la Colombie-Britannique est BC Gas. La British Columbia Utilities Commission (BCUC) réglemente BC Gas et le marché de détail.

Les achats directs sont possibles en Colombie-Britannique depuis le 1^{er} mai 1993. Les courtiers doivent détenir un permis, adhérer à un code d'éthique et utiliser les types de contrat précisés par BCUC. Jusqu'à présent, la plupart des clients de détail s'en tiennent à l'approvisionnement du réseau de BC Gas.

Manitoba

Le principal DL du Manitoba est Centra Gas Manitoba, réglementé par la Régie des services publics (RSP) du Manitoba. Les clients de détail ont accès à l'approvisionnement du réseau des DL ou ils peuvent procéder à des achats directs. Les courtiers

doivent être inscrits auprès de la RSP. Il y a environ 226 000 consommateurs de gaz dans la province, dont 45 000 procèdent à leurs achats via des courtiers.

- JF

1. Canadian Energy Research Institute, 1997 Survey of Residential Direct Sales of Natural Gas in Canada.

2. Daily Oil Bulletin, September 16, 1999.

Distribution du gaz naturel dans les Maritimes

La mise en valeur des gisements de gaz naturel au large de la Nouvelle-Écosse et la mise en service du gazoduc côtier ont donné l'occasion à la Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick d'élaborer des procédures d'attribution de permis pour la distribution du gaz naturel. Les deux provinces ont choisi d'accorder des concessions exclusives à un distributeur provincial en 1999. Ces décisions faisaient suite à un processus de sélection réalisé plus tôt au cours de l'année.

Nouveau-Brunswick

Au Nouveau-Brunswick, le gouvernement provincial a formé un comité d'étude sur l'énergie pour permettre au public et à l'industrie de se prononcer sur les questions de distribution du gaz naturel. Dans son rapport à la législature provinciale, le comité a recommandé que le gouvernement demande des propositions aux entreprises qui s'étaient auparavant montrées intéressées à distribuer le gaz naturel dans la province. Le gouvernement a accepté la recommandation du comité et a invité douze entreprises à présenter un plan afin d'élaborer une infrastructure de distribution du gaz naturel au Nouveau-Brunswick.

Un comité de sélection composé d'experts indépendants et de hauts fonctionnaires provinciaux a examiné les plans proposés. Le 7 septembre 1999, après évaluation des soumissions concurrentielles, le gouvernement a annoncé que Gas New Brunswick allait élaborer, construire, exploiter et entretenir un réseau de pipelines au Nouveau-Brunswick. Gas New Brunswick est une coentreprise formée d'Enbridge Inc, qui détient 63 p. 100 des actions, et de 28 investisseurs du Nouveau-Brunswick, qui en détiennent 37 p. 100.

Gas New Brunswick devrait investir environ 300 millions de dollars en 20 ans pour construire un réseau de distribution provincial. Selon l'entreprise, un total de 23 collectivités seront raccordées au réseau au cours des cinq premières années. En mai 2000, le plan de développement de Gas New Brunswick fera l'objet d'un examen de la Commission des entreprises de service public du

Annexe

Nouveau-Brunswick. Les livraisons aux consommateurs devraient commencer vers la fin de l'an 2000.

En plus d'accorder un permis de distribution dans toute la province, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a décidé d'accorder des concessions d'utilisation unique aux principaux clients industriels qui recevront des livraisons directement de Maritimes & Northeast Pipeline. En outre, les producteurs locaux qui s'approvisionnent dans les réserves de la province pourront demander une concession de producteur pour distribuer du gaz naturel à certains clients qui se trouvent près de leur zone de production.

New Brunswick Gas ne s'immiscera pas dans les questions de commercialisation. Le gouvernement du Nouveau-Brunswick a adopté un modèle de séparation complète des services pour sa nouvelle industrie du gaz naturel. L'élément « produit » du service sera géré par les négociants, qui devront être accrédités par l'organisme provincial de réglementation.

Nouvelle-Écosse

En vertu de sa Loi sur la distribution du gaz (Gas Distribution Act) adoptée en 1997, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse a confié à la Utility and Review Board (URB) le soin de réaliser un examen public des demandes de concession de distribution du gaz.

Vers la fin de 1998, le gouvernement provincial a publié un énoncé de politique intitulé « Policy Statement on Maximizing Benefits from Natural Gas Delivery » (énoncé de politique sur l'optimisation des retombées de la livraison du gaz naturel). Ce document expose les objectifs du gouvernement et les conditions dont serait assortie toute proposition de construction d'un réseau de distribution du gaz naturel en Nouvelle-Écosse. Voici les deux principaux éléments de l'énoncé de politique :

- Au moins 62 p. 100 des foyers de la Nouvelle-Écosse dans les 18 comtés que compte la province doivent avoir accès au gaz naturel au cours des sept premières années de fonctionnement.
- Les tarifs doivent être les mêmes pour tous les utilisateurs du gaz naturel dans la province.

L'objectif politique du gouvernement a orienté les éventuels demandeurs et permis à l'organisme provincial de réglementation d'évaluer les demandes.

Après avoir invité les entreprises à déposer leurs demandes, en avril 1999, l'URB a tenu des audiences afin d'examiner les soumissions. Deux entreprises, Maritimes NRG, partenariat formé de

Westcoast Energy et d'Irving, et Sempra Atlantic, filiale d'une entreprise installée en Californie, ont demandé des permis provinciaux tandis que quatre entreprises ont plutôt demandé des concessions dans certaines régions.

En novembre 1999, après 49 jours d'audiences publiques, au cours desquelles les parties intéressées ont pu témoigner et poser des questions aux demandeurs, l'URB a décidé d'accorder les droits provinciaux de concession à Sempra Atlantic. La demande de Sempra l'a emporté sur celle de son concurrent parce qu'elle correspondait mieux aux objectifs politiques de la province et parce que Sempra a garanti que le coût du gaz naturel livré aux consommateurs serait d'au moins 5 p. 100 inférieur au coût du mazout. La Commission a rejeté les demandes des quatre proposants régionaux en raison des risques financiers élevés qu'elles comportaient.

Selon Sempra Atlantic, le coût total de mise en service du réseau de distribution s'élève à environ 1,1 milliard de dollars. Plus de 50 p. 100 de la population aura accès au service de gaz naturel à la fin de la quatrième année, et 78 p. 100 à la fin de la septième année. Les livraisons aux consommateurs devraient commencer à la fin de 2000.

Tout comme le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse a adopté un modèle de séparation complète des services et elle tiendra de nouvelles audiences sur l'attribution de permis aux négociants en gaz naturel ainsi que sur diverses questions environnementales et techniques entourant le plan d'exploitation de Sempra.

- MC

Projet canadien de gazoduc Millennium

En décembre 1998, St. Clair Pipelines (1996) Ltd. a soumis une demande à l'Office national de l'énergie pour obtenir un certificat d'utilité publique pour construire et exploiter le gazoduc Millennium West. Il s'agirait d'un gazoduc de 36 pouces de diamètre d'une longueur de 74 kilomètres (58 milles) qui partirait de Dawn en Ontario pour se rendre jusqu'aux berges du lac Érié, près de Patrick Point. Au cours du même mois, TransCanada a soumis une demande à l'ONÉ pour obtenir un certificat afin de construire et exploiter le gazoduc Lake Erie Crossing. Ce projet de gazoduc serait d'une longueur de 97 kilomètres (60 milles). Il aurait pour point de départ une connexion avec le gazoduc Millennium West et se rendrait jusqu'à la frontière canado-américaine près du milieu du lac Érié. À ce point, le gazoduc Lake Erie Crossing serait raccordé au projet de gazoduc Millennium aux États-Unis.

Les deux projets de gazoduc, Millennium West et Lake Erie Crossing, sont connus sous l'appellation Projet canadien de gazoduc Millennium (projet Millennium). Les installations auront une capacité de 700 millions de pieds cubes par jour. Les entreprises ont également demandé des autorisations liées aux tarifs et aux droits. Le projet Millennium livrera surtout du gaz naturel du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien vers le Nord-Est des États-Unis.

Pour coordonner l'évaluation environnementale du projet Millennium en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale et de la Loi sur l'ONÉ, on procédera à une Commission d'examen conjoint, suite à un accord entre l'ONÉ et le ministre de l'Environnement. Une audience devrait avoir lieu le 21 août 2000 à London, en Ontario.

- PM

Modifications aux barèmes des droits de TransCanada

Le 29 octobre 1999, TransCanada PipeLines Ltd. a demandé à l'Office national de l'énergie (ONÉ) d'approuver des modifications à ses droits applicables aux services de transport interruptibles (TI) et aux services de transport garanti à court terme (TGCT). L'ONÉ a tenu des audiences publiques à Calgary du 18 janvier au 1^{er} février 2000.

Les services interruptibles sont habituellement offerts au jour le jour, pour vendre la capacité pipelinière libre de contrats. Les services TGCT sont offerts pour des périodes variant de 14 jours à neuf mois, selon les disponibilités. Contrairement aux TI, les TGCT ont la même priorité que le transport garanti, mais ni les TI ni les TGCT ne donnent droit à des renouvellements de contrats.

Les droits de TransCanada pour ses TGCT et ses TI sont actuellement fixés et accordés par soumissions. Les offres TI sont soumises à une offre minimale équivalente à environ 50 p. 100 du droit applicable au transport garanti (TG) à un facteur de charge de 100 p. 100 le long d'un même tronçon pipelinier. Ce prix plancher est une approximation des coûts variables supplémentaires de prestation des TI. Dans le cas des TGCT, la soumission minimale était équivalente au droit applicable au TG, qui traduit le coût intégral du service.

TransCanada prétendait que ses droits minimaux pour les services TI et TGCT étaient trop bas quand il y avait capacité pipelinière excédentaire car les expéditeurs TG pouvaient obtenir des services TI pratiquement garantis pour environ la moitié des coûts du TG. TransCanada était d'avis qu'en relevant le prix plancher du TI, on empêcherait les

clients de passer du TG au TI, tout en maintenant les prix concurrentiels.

La proposition de TransCanada lui aurait accordé le pouvoir discrétionnaire de fixer le prix plancher pour les TI et les TGCT avant le processus de soumission. Le prix plancher des TI et des TGCT aurait oscillé entre 65 et 100 p. 100 du droit équivalent applicable au TG du 1^{er} avril au 31 octobre, et entre 65 p. 100 et 125 p. 100 du 1^{er} novembre au 31 mars.

Au cours des audiences, diverses propositions ont été formulées. La plupart des intervenants préféraient que les planchers TI et TGCT demeurent à leur niveau actuel. Certains ont proposé que le plancher TI soit relevé à 80 ou à 100 p. 100 de la redevance TG. D'autres ont proposé que le plancher TI soit calculé selon une formule fondée sur les prix du gaz, les coûts du combustible et les prévisions de volume de TI. Un intervenant appuyait la proposition TI de TransCanada, alors que tous les intervenants s'opposaient à sa proposition sur les TGCT.

Le 13 avril 2000, l'ONÉ a refusé d'accorder à TransCanada le pouvoir discrétionnaire de fixer le prix minimum de ces services. Dans les motifs de décision, l'Office déclare que le mécanisme actuel de soumissions demeure approprié et que le plancher TI représente un coût approximatif raisonnable pour les coûts variables supplémentaires. En outre, l'Office est d'avis « qu'un prix plancher du TI fixé à 80 p. 100 du droit TG devrait permettre de maximiser les recettes tirées des services à court terme sur le réseau de TransCanada sans compromettre la valeur de TG. » C'est pourquoi l'Office a ordonné que le plancher TI soit relevé et fixé à 80 p. 100 du droit TG, à compter du 1^{er} mai 2000. Le plancher STGTC demeure égal au droit TG.

Les motifs de décision de l'ONE quant à la demande TI/TGCT de TransCanada se trouvent à l'adresse Internet suivante : <http://www.neb.gc.ca/regupd/decision/rh199f.pdf>.

Par ailleurs, l'Entente incitatif sur le recouvrement des coûts et le partage des recettes (Incentive Cost Recovery and Revenue Sharing Agreement) entre TransCanada et ses intervenants a pris fin le 31 décembre 1999. Les droits de TransCanada seront dorénavant déterminés selon la méthode traditionnelle basée sur le coût du service. Les négociations se poursuivent entre TransCanada et ses intervenants pour trouver une solution globale concernant l'établissement des prix et des services.

- LB

Annexe

Modifications des droits en Alberta

En février 2000, l'Energy Utilities Board (EUB) de l'Alberta a approuvé un nouveau modèle d'établissement des droits du réseau Nova Gas Transmission Limited (NGTL).

NGTL est le principal réseau de gazoduc en Alberta et achemine plus de 80 p. 100 de la production de gaz de l'Ouest canadien. NGTL est actuellement la propriété de TransCanada, et on l'appelle également le réseau albertain de TransCanada.

L'EUB a accepté les principaux éléments que demande TransCanada. On délaisse le modèle traditionnel des droits dits du timbre-poste en faveur d'un système qui prévoit des droits différents à chacun des points de réception du réseau (droits au point de réception).

Le modèle du timbre-poste existait en Alberta depuis 1980. La structure des contrats de service du réseau NGTL établissait une distinction entre le service de réception et le service de livraison. Les expéditeurs passaient des contrats de service de réception afin d'injecter leur gaz dans le réseau, et des contrats de livraison pour le retirer.

Dans l'ancien modèle, les droits étaient les mêmes quel que soit le point de réception, ce qui favorisait la création de réserves de gaz naturel loin des centres de consommation et des points d'exportation de l'Alberta.

À mesure que s'est intensifiée la concurrence dans l'industrie à partir du milieu des années 80, la différence de traitement s'est accentuée et est devenue un irritant pour certaines entreprises. Elles ont donc proposé des projets de gazoduc qui contournaient le réseau NGTL. Les parties intéressées dans l'industrie et l'EUB se sont inquiétés de ces projets qui constituaient une réponse logique au modèle du timbre-poste, mais qui risquaient de nuire à l'essor de l'industrie albertaine du gaz naturel.

NGTL a tenté de corriger la situation en proposant des droits de fidélité à deux expéditeurs. L'entreprise abaissait les droits que devaient payer ces expéditeurs pour tenir compte de leur proximité des marchés. NGTL a ensuite entamé des négociations avec les producteurs et d'autres parties intéressées afin d'en arriver à une solution plus durable au problème des contournements.

Vers la fin de 1999, NGTL a conclu un protocole d'entente avec l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), protocole qui est devenu la base de sa soumission à l'EUB.

L'EUB permet aux entreprises de négocier des règlements sur les droits et tarifs avec les clients et

d'autres parties intéressées puis de les lui soumettre pour acceptation (ou rejet). Le protocole d'entente avec l'ACPP n'a pas été présenté comme un règlement négocié. NGTL a admis qu'elle ne respectait pas la lettre des lignes directrices de l'EUB sur les règlements négociés, mais a affirmé qu'elle satisfaisait leur esprit.

Dans ses conclusions concernant la soumission de NGTL, l'EUB a convenu que les droits dits du timbre-poste ne convenaient plus et devaient être remplacés :

« Le modèle des droits dit du timbre-poste a permis d'étendre le réseau de transport à toute la province et a contribué à la mise en valeur des réserves de gaz naturel. Étant donné l'expansion importante du réseau de NGTL ces vingt dernières années, la Commission est d'avis que l'objectif visé a été en bonne partie atteint. Par conséquent, il convient maintenant de déterminer si d'autres questions d'intérêt public doivent primer dans la conception des droits de NGTL. Compte tenu des preuves qui lui ont été présentées et de toutes les questions discutées ci-dessus, la Commission en arrive à la conclusion qu'il est maintenant dans l'intérêt public de l'Alberta d'adopter une autre façon d'établir les droits. »

Dans le nouveau modèle d'établissement des droits, les droits de réception varieront selon le point de réception. Le droit sera fonction de la distance entre le point de réception et le point d'exportation en Alberta, et du diamètre du gazoduc de ce point jusqu'à la frontière. Le modèle répartit les recettes dont NGTL a besoin entre ses divers points de réception en calculant les coûts relatifs de chaque point par rapport à un indice du parcours moyen du gaz injecté dans le réseau, et par rapport à un indice des coûts moyens liés aux installations utilisées dans le réseau (compte tenu du diamètre du gazoduc et des coûts de construction et d'exploitation). Le nouveau modèle ne tient plus compte des frais liés au produit. Les droits ne seront prélevés que sur les volumes faisant l'objet de contrats, peu importe les volumes réellement expédiés.

L'EUB a également approuvé une période de transition de quatre ans pour mettre en œuvre le nouveau modèle, afin de donner le temps aux expéditeurs de s'adapter. Un plafond et un plancher seront fixés pour limiter les droits à tous les points de réception. L'écart entre le plafond et le plancher sera élargi les 1^{er} janvier 2001, 2002 et 2003. Quand leur mise en œuvre sera terminée, les droits aux points de réception seront entre 19,5 et 35,5 cents le millier de pieds cubes.

L'EUB est d'avis que la proposition de NGTL a les attributs d'un bon modèle de droits :

- Efficience (Elle favorise l'innovation, tient compte de la dynamique de marché, et de l'effet des coûts, et donne les bons signaux de prix.)
- Efficacité (L'entreprise peut satisfaire aux besoins en revenus sans expansion socialement non souhaitable de la base tarifaire.)
- Équité (Les coûts totaux du service sont bien répartis entre les différents consommateurs.)
- Simplicité, certitude, compréhension, acceptation de la part du public et facilité d'administration.
- Son interprétation ne porte pas à controverse.

Le nouveau régime de droits est entré en vigueur le 1^{er} avril 2000.

- DM

Mise en valeur du gaz naturel dans le Nord

Au cours des douze derniers mois, on a assisté à deux types d'activité pipelinère dans le Nord du Canada. Les entreprises de production et de transport du gaz naturel ont mis au point des projets à court terme de petite envergure afin de relier le gaz produit dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest aux réseaux de transport qui existent déjà. Parallèlement, d'éventuels promoteurs ont commencé à étudier et à discuter avec les gouvernements de projets de grande envergure qui permettraient de transporter des volumes importants de Prudhoe Bay en Alaska, ainsi que du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort au Canada.

Les projets à court terme agrandiront progressivement la région de production du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Le 26 janvier 2000, Chevron Canada a annoncé qu'elle avait reçu tous les permis et toutes les approbations nécessaires pour procéder à la construction d'un gazoduc de 21 millions de dollars et de toutes les installations au puits. Le gazoduc reliera deux puits de Chevron et un autre de Ranger Oil à l'usine Pointed Mountain de Westcoast Energy, dans la partie sud-ouest des Territoires du Nord-Ouest. Le 28 janvier 2000, l'Office national de l'énergie (ONÉ) a approuvé un autre projet, le gazoduc Shiha. Il s'agit d'un gazoduc de 24 kilomètres qui reliera la production des Territoires du Nord-Ouest à une nouvelle usine de traitement du gaz prévue à Maxhamish, dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

Parallèlement, des entreprises déjà bien établies aussi bien que de nouvelles commencent à élaborer des propositions de projets à grande échelle pour relier les réserves de gaz du nord de l'Alaska et du nord du Canada aux marchés continentaux.

TransCanada Pipeline Limited (TCPL) étudie actuellement quatre projets pour acheminer le gaz du Nord vers les marchés du Sud. Mentionnons d'abord le Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS – voir ci-dessous). Les gouvernements canadien et américain ont autorisé ce projet aux termes de certificats à la fin des années 70. Il faudrait que l'Office national de l'énergie approuve un projet distinct mais connexe, le gazoduc Dempster, pour connecter la production canadienne à ce réseau. TCPL envisage aussi un gazoduc allant directement du delta du Mackenzie au nord de l'Alberta. La troisième possibilité serait de combiner un gazoduc de la vallée du Mackenzie à un raccord extracôtier allant de Prudhoe Bay jusqu'au delta du Mackenzie. La quatrième option est identique à la troisième, sauf que le gazoduc de Prudhoe Bay serait terrestre et passerait par le Yukon.

Le promoteur canadien de l'ANGTS est le groupe d'entreprises Foothills, propriété de TCPL et de Westcoast Energy Limited. Foothills détient un certificat pour construire la portion canadienne du gazoduc, qui partirait de la frontière entre l'Alaska et le Yukon, traverserait l'Alberta du nord au sud, et aurait un raccord à l'est vers les États-Unis qui passerait par la Saskatchewan et un raccord à l'ouest qui passerait par la Colombie-Britannique. Seule la portion sud du réseau est terminée, de Caroline en Alberta jusqu'aux deux points d'exportation. Le réseau construit au préalable exporte actuellement la production de l'Alberta. Foothills a saisi l'ONÉ d'une demande pour construire le raccordement Dempster du delta du Mackenzie jusqu'à l'ANGTS à Dawson depuis 1979. Ce gazoduc relierait la production canadienne au principal gazoduc d'ANGTS.

Arctic Natural Resources Company (ARC), un groupe américain, a discuté avec les gouvernements, les producteurs et d'autres parties intéressées de son projet de gazoduc qui relierait la production gazière de l'Alaska et les réserves du delta du Mackenzie aux marchés du Canada et de la zone continentale des États-Unis. Le tracé actuellement envisagé partirait de Prudhoe Bay le long du versant nord de l'Alaska, et longerait ensuite les côtes canadiennes dans la mer de Beaufort, avant de bifurquer vers le sud-est et de suivre la vallée du Mackenzie jusqu'à la pointe nord-est de la Colombie-Britannique, pour se terminer dans le nord de l'Alberta.

Annexe

ARC ne serait pas propriétaire du gazoduc, mais gestionnaire de projet. Les gouvernements locaux des deux pays et des organismes comme des conseils de bandes autochtones seraient invités à y prendre part. Les coûts d'exploitation seraient financés au moyen d'obligations municipales de catégorie A d'une durée de vingt ans.

Le 28 février 2000, la Pétrolière Impériale Ressources a émis un communiqué annonçant la formation d'un groupe de producteurs en vue d'étudier la faisabilité de mettre en valeur le gaz du delta du Mackenzie. Le groupe comprend également Ressources Gulf Canada Limitée, Shell Canada Limitée et Mobil Canada. Le communiqué annonce que les entreprises en sont aux premières étapes du développement conceptuel des ressources terrestres de gaz naturel du delta du Mackenzie.

Au début des années 80, les entreprises se sont désintéressées des projets de mise en valeur à grande échelle du gaz naturel dans le Nord. Cet intérêt s'était manifesté dans les années 70, au moment de la crise internationale du pétrole, époque où on croyait que les réserves de l'Ouest canadien s'épuisaient rapidement. Depuis, le contexte commercial a changé et plusieurs revendications territoriales ont été réglées. L'opinion publique dans le Nord a évolué et semble maintenant plus réceptive à la mise en valeur du gaz naturel. Cette ouverture était manifeste lors d'une rencontre des chefs autochtones à Fort Liard, dans les Territoires du Nord-Ouest, à la fin de janvier 2000. Les participants ont signé une déclaration qui se lisait ainsi :

Nous, les peuples autochtones des Territoires du Nord-Ouest donnons notre accord de principe à un partenariat qui aurait pour objet de maximiser la propriété et les retombées d'un gazoduc dans la vallée du Mackenzie.

- DM

Zone extracôtière de l'Est canadien : le point sur la production de gaz naturel

Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

Le projet de gaz naturel de l'île de Sable et le gazoduc Maritimes & Northeast, qui lui est associé, ont commencé à acheminer du gaz vers les marchés le 31 décembre 1999. La zone de production couvre un vaste territoire au large des côtes de la Nouvelle-Écosse, que l'on appelle généralement la plate-forme Scotian. Ce bassin contient $3 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ de réserves établies de gaz naturel (réserves prouvées reliées à des gazoducs), $2 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ de ressources découvertes (ressources prouvées par le forage mais qui ne sont pas encore

reliées à des gazoducs), ainsi qu'un estimé de $13 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ de ressources non-découvertes.

Le projet s'est amorcé tout juste deux ans après avoir reçu les approbations de l'Office national de l'énergie. La production augmente progressivement et devrait atteindre 530 millions de pieds cubes par jour ($10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) à la fin de l'an 2000. En mars 2000, elle s'établissait en moyenne à $280 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$.

Au cours des premiers mois de production, le gaz naturel de l'île de Sable sera acheminé aux marchés de la Nouvelle-Angleterre. Un raccordement jusqu'à la région de Point Tupper, en Nouvelle-Écosse, acheminera les premières livraisons de gaz naturel aux consommateurs canadiens. Ce gazoduc a été construit en 1999 et on attend encore l'approbation réglementaire finale. Deux autres raccordements, les gazoducs de Halifax et de Saint John, ont été examinés et approuvés par l'Office national de l'énergie en 1999. Ces deux gazoducs devraient être mis en service à la fin de 2000. Les trois raccordements canadiens ont une capacité totale d'environ $165 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{jour}$, ce qui représente plus de 30 p. 100 de toute la production prévue pour l'île de Sable.

Le projet de l'île de Sable comporte deux phases. Au cours de la première phase, la principale usine de traitement du gaz, à Goldboro; l'usine de fractionnement des liquides du gaz naturel à Point Tupper; les puits et les plates-formes au large des côtes (Thebaud, où se trouvent les installations centrales de collecte et de déshydratation, North Triumph et Venture); ainsi que les gazoducs terrestre et extracôtière ont été construits.

La deuxième phase devrait se dérouler de 2004 à 2010, selon le rendement de la première phase. Au cours de cette deuxième étape, trois nouvelles plates-formes (Alma, Glenelg et South Venture) ainsi que les autres puits seront mis en exploitation. La figure A-2 de la page ci-contre illustre l'ensemble du projet de l'île de Sable.

Si les puits forés au cours de la première phase sont exploités au rythme de $530 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$, la production devrait commencer à chuter dans une quinzaine d'années, chute qui se poursuivra jusqu'en 2020 ou 2025. Cependant, les promoteurs du projet croient qu'il pourrait exister de nouvelles réserves. Si tel était le cas, il serait possible de porter la production à environ $630 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ et de la maintenir jusqu'en 2030 ou 2035.

Le gazoduc sous-marin pourrait acheminer au maximum $870 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$, mais il faudrait investir massivement dans l'infrastructure actuelle de l'île de Sable pour accommoder cette production.

Annexe

Remerciements pour le passage à l'an 2000

Quand fut formé le Groupe de planification de contingence nationale de l'an 2000 (GPCN) à l'automne 1998, Ressources naturelles Canada (et, en bout de ligne, la Division du gaz naturel) a été désigné pour faire rapport au gouvernement fédéral de l'état de préparation du secteur canadien de l'énergie au passage à l'an 2000 (électricité, pétrole brut/produits pétroliers, et gaz naturel).

Le passage à l'an 2000, qui aurait pu causer de graves problèmes, obligeait les gouvernements à recueillir beaucoup d'information. Il fallait obtenir cette information à des fins de planification, mais aussi pour rassurer divers intervenants que le problème était bien géré. RNCan devait donc communiquer avec le groupe de planification, les organismes centraux du gouvernement fédéral, les divers ministères qui avaient des responsabilités opérationnelles (Travaux publics, Industrie Canada, Affaires étrangères), les responsables du passage à l'an 2000 des gouvernements provinciaux, les organismes internationaux (l'AIE, le G8, et l'APEC) et le gouvernement de notre principal marché d'exportation, les États-Unis.

RNCan désire remercier sincèrement les entreprises du secteur de l'énergie qui ont participé à ses sondages sur la préparation au passage à l'an 2000, ainsi que leurs associations, qui ont coordonné les projets. Notre premier sondage a rejoint plus de 500 entreprises, dont bon nombre étaient des distributeurs locaux d'électricité que nous avons ensuite retiré de notre échantillon car ils n'étaient pas visés par le problème du passage à l'an 2000. Lors de notre dernier sondage réalisé à l'automne de 1999, 110 entreprises y participaient toujours.

Les résultats de tous nos sondages ont été traités et transmis au GPCN qui les a utilisés pour procéder à une évaluation des risques de toute l'infrastructure essentielle canadienne. Le groupe de planification a modifié la méthodologie Gartner pour déterminer si

les différents secteurs respectaient leur calendrier de planification du passage à l'an 2000. Nos résultats ont révélé que le secteur de l'énergie était toujours en avance sur le calendrier, de sorte que le GPCN lui a attribué une faible probabilité de panne dans chacune de ses évaluations des risques. Ces résultats ont été confirmés par un sondage effectué par Statistique Canada au début de 1999, qui montrait que le secteur de l'énergie arrivait tout juste derrière le secteur financier, qui dépend beaucoup de l'informatique, pour sa préparation au passage à l'an 2000.

RNCan désire également remercier les associations du secteur de l'énergie qui ont organisé diverses séances d'information à Ottawa pour permettre aux fonctionnaires fédéraux et provinciaux de suivre l'avancement de leurs travaux concernant le passage à l'an 2000. Ces exposés ont grandement contribué à rassurer les gouvernements, qui se sont intéressés à d'autres secteurs dont la préparation était moins avancée.

Comme tous ceux qui étaient de garde le 31 décembre 1999 et qui ont passé une longue et calme nuit, le vrai test pour RNCan a été l'exercice de planification du gouvernement fédéral, en septembre 1999. L'exercice Validex était un exercice conjoint du GPCN et de Protection civile Canada qui avait pour objet de tester la capacité du gouvernement fédéral de suivre les événements liés à l'an 2000, d'en analyser les impacts et d'élaborer des solutions. Comme prévu, bon nombre de simulations de Validex étaient liées au secteur de l'énergie; non pas parce qu'on croyait que les approvisionnements énergétiques allaient tomber en panne, mais en raison des énormes répercussions que des pannes auraient eues.

Une fois encore, nos remerciements les plus sincères à tous les membres de l'industrie de l'énergie qui nous ont aidés en 1999 à bien franchir le cap de l'an 2000.

- BA

Bibliographie, Sources et Acronymes

1. *Energy Update December*, Advisory Research Capital (ARC), Décembre 1999.
2. *Natural Gas Monthly*, Energy Information Administration (EIA), Mars 2000.
3. *Annual Energy Outlook 2000*, EIA, Décembre 1999.
4. *Natural Gas Annual 1998*, EIA, Octobre 1999.
5. *The 1999 AGA TERA Base Case*, American Gas Association (AGA), 1999.
6. *1998–2010 Forecast: Domestic Natural Gas Demand*, Association canadienne du gaz (ACG), Décembre 1998.
7. *Guide statistique de l'énergie*, Statistique Canada et Ressources naturelles Canada (RNCan).
8. *Gulf of Mexico Outer Continental Shelf Daily Oil and Gas Production Rate Projections From 2000 through 2004*, Minerals Management Service (MMS), Janvier 2000.
9. *GRI Baseline Projection of US Energy Supply and Demand, 2000 Edition*, Gas Research Institute (GRI), Janvier 2000.
10. *Client Retainer Seminar 1999*, Petroleum Industry Research Associates (PIRA), Octobre 1999.
11. *Statistical Handbook 1998*, Association canadienne des producteurs pétroliers.
12. *Climate Prediction Centre: Historical Degree Days*, site Web du National Oceanographic and Aeronautic Administration (US Weather Service).
13. *Production Summary Statistics 1999*, site Web du MMS : www.gomr.mms.gov/homepg/fastfacts/Monthly/DateProd99.html.
14. *Statistiques des exportations*, inédit, Office national de l'énergie.
15. *Baker Hughes Rig Counts*, site Web de Baker Hughes.
16. *Canadian Natural Gas Focus*, Brent Friedenbergs Associates.
17. *Weekly Storage Reports*, Gas Daily, citant des sondages de l'ACG et de l'AGA sur les volumes de stockage au Canada et aux États-Unis.
18. *L'énergie au Canada, offre et demande jusqu'à 2025*, Office national de l'énergie, Juin 1999.
19. *Services de gaz, 55-002-XPB*, Statistique Canada.
20. *Production de pétrole brut et gaz naturel, 26-006-XPB*, Statistique Canada.
21. *Taux de change quotidien du site Web de la Banque du Canada* : www.bank-banque-canada.ca/english/xrate.htm.
22. *Foster Natural Gas Report*, Foster Associates, Inc.
23. *Daily Oil Bulletin*, Nickle's.