



Ressources naturelles
Canada

Natural Resources
Canada

Gaz naturel canadien

Revue du marché et perspectives

Mai 2001

Division du gaz naturel

Direction des ressources énergétiques
Secteur de l'énergie

Canada¹¹

Avant-propos

Gaz naturel canadien : Revue du marché et perspectives 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.

Structure du rapport

Le corps du rapport est composé de graphiques accompagnés de brefs commentaires. Il s'agit d'une analyse structurée portée sur les éléments fondamentaux du marché (l'offre, la demande, etc.) de la dernière année (2000), de la présente année (le reste de 2001) et à long terme (jusqu'en 2010). Nous avons d'abord procédé à cette analyse et ensuite rédigé le sommaire, qui la reprend dans un texte cohérent. Ce sommaire, qui ne renferme aucun graphique, est présenté dans les premières pages du rapport.

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 2000 sont préliminaires et posent certains problèmes, notamment l'important poste de balance du compte (gaz non comptabilisé), aux É.-U. En raison des problèmes de données, l'offre en 2000 est de presque un billion (10^{12}) de pieds cubes supérieure à la demande, même en tenant compte des mouvements de stockage.

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.

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 envoyez-nous 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 John Foran, au (613) 992-0287.

Division du gaz naturel

Personnes-ressources :

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

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

John Foran
(613) 992-0287
jforan@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

Notification par courriel

Si vous désirez recevoir une notification par courriel lorsque des nouveaux rapports de la Division du gaz naturel seront disponibles, envoyez un courriel à dboisjol@nrcan.gc.ca.

Also available in English

Gaz naturel canadien

Revue du marché et perspectives

TABLE DES MATIÈRES

Sommaire.....	i
Revue de 2000	
Demande de gaz naturel	1
Production de gaz naturel.....	9
Stockage de gaz naturel	15
Prix du gaz naturel.....	19
Ventes canadiennes à l'exportation et sur le marché intérieur	23
Perspectives jusqu'en 2010	
Demande de gaz naturel	29
Offre de gaz naturel.....	33
Prix du gaz naturel.....	37
Ventes canadiennes à l'exportation et sur le marché intérieur	39
Annexe	
Demande américaine de gaz pour le secteur industriel et la production d'électricité.....	43
Bibliographie/Sources/Acronymes	47

Sommaire

Sommaire

Revue de 2000

Après avoir connu une croissance continue d'environ 2,5 % par année jusqu'en 1997, la demande nord-américaine de gaz naturel a diminué de 3,4 % en 1998, et est restée basse en 1999, en deçà du niveau de la demande de 1997. L'absence de croissance était principalement attribuable aux hivers doux et à la faible consommation de gaz dans les marchés résidentiel et commercial. En 2000, la demande est montée de 1 240 milliards de pieds cubes (10^9 pi^3), une augmentation de 5 %, en raison de températures plus froides que la normale en novembre et en décembre, avec une hausse de $657 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ de gaz pour la production d'électricité. La consommation de gaz dans le secteur industriel américain pour la chaleur industrielle ou la charge d'alimentation chimique était inférieure de $319 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ à celle de l'année précédente.

Retour de la demande perdue

Environ la moitié de l'augmentation de $1\,240 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ de la demande nord-américaine s'est produite au cours des mois de novembre et décembre 2000, dans les secteurs résidentiel et commercial.

Mois de novembre et décembre très froids

Les marchés auraient eu de la difficulté à faire face à ce genre d'augmentation soudaine de la demande en tout temps, mais en 2000, d'autres facteurs les ont rendus réceptifs à une hausse des prix. On a comparé cette situation au film « La tempête » : tous les éléments susceptibles d'entraîner une hausse des prix étaient réunis.

2000 - « La tempête »

Au début de l'hiver 2000-2001, l'approvisionnement nord-américain était dans le marasme. Les activités de forage de gaz en Amérique du Nord étaient faibles depuis plusieurs années en raison de divers facteurs : la demande de gaz stagnait; les prix du NYMEX pour le gaz naturel n'étaient que d'environ 2,24 \$/million de BTU entre 1995 et 1999; les prix du pétrole brut en 1998 et 1999 étaient très bas; et les investisseurs désillusionnés face aux producteurs de pétrole et de gaz. Compte tenu de la faible activité de forage, il n'y avait pas assez de capacité de production pour répondre à l'augmentation de la demande.

Les volumes de stockage étaient très bas : au mois de novembre 2000, ils n'étaient que de $3\,200 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$, soit une diminution de $280 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ par rapport à novembre 1999, un des plus bas niveaux jamais enregistrés.

Faible approvisionnement et stocks bas au début de l'hiver

Les prix élevés du pétrole ont soutenu l'augmentation des prix du gaz naturel. Si le prix du gaz augmente alors que le prix du pétrole est relativement bas, la demande de gaz diminue, puisque certains clients industriels et producteurs d'électricité se tournent vers le pétrole. Le prix du gaz tend alors à diminuer. Cependant, en novembre 2000, le prix du pétrole était élevé, soit 34 \$ le baril, et par conséquent, une substitution vers le pétrole n'était pas une option.

Étant donné ce qui précède, lorsque les températures ont chuté en novembre 2000, les prix du gaz ont grimpé en flèche. Le prix de référence du NYMEX est passé d'une moyenne de 4 \$US, au milieu de l'été, à 10 \$, en décembre.

Les prix du NYMEX grimpent à 10 \$

Sommaire

Les prix de la région du Pacifique déconnectés

Dans certains marchés régionaux, la hausse des prix était encore plus prononcée. Dans la majeure partie de la côte du Pacifique au Canada et aux États-Unis, l'équilibre entre l'offre et la demande était encore plus mince que pour le reste de l'Amérique du Nord. Les prix au comptant en Californie ont atteint 15,48 \$ en décembre, avec des prix encore plus élevés sur le marché quotidien. La capacité des gazoducs entre la côte du Pacifique et le reste de l'Amérique du Nord étant presque à son maximum, la hausse des prix dans le Pacifique ne pouvait pas être freinée par un approvisionnement supplémentaire provenant de l'est. Alors, pendant plusieurs mois, les marchés du gaz du Pacifique se sont retrouvés isolés du marché plus large du gaz nord-américain. Cette situation a eu des répercussions sur les prix pour bon nombre de clients de la Colombie-Britannique.

Les volumes d'exportation atteignent 3,6 10¹² pi³

Les volumes d'exportations canadiennes de gaz naturel aux É.-U. ont augmenté de 244 10⁹ pi³, ou de 7 %, pour atteindre 3 593 10⁹ pi³ en 2000. Les volumes d'exportation dans l'Ouest américain ont diminué de 20 10⁹ pi³, ils ont augmenté de 51 10⁹ pi³ dans le Midwest et de 213 10⁹ pi³ dans le Nord-Est. La hausse des volumes d'exportation dans le Nord-Est était principalement attribuable au lancement des projets de gazoduc Maritimes & Northeast et de Sable Offshore Energy, en janvier 2000.

Le prix moyen d'exportation est de 3,85 \$ US/million de BTU

Les prix d'exportation ont grimpé en flèche. Dans l'ensemble, à la frontière internationale, ils sont passés de 2,19 \$US/million de BTU en 1999, à 3,85 \$, en 2000.

Prix moyen sur le marché intérieur : 4,81 \$CAN/GJ

Les prix reçus pour les ventes intérieures ont également progressé, et l'indice des prix mensuels au comptant de AECO est passé de 2,77 \$CAN par gigajoule (moyenne de 1999) à 4,81 \$ (moyenne de 2000). En dollars américains, les prix sont passés de 1,96 \$US/million de BTU (moyenne de 1999) à 3,40 \$ (moyenne de 2000). La plupart des prix canadiens suivent le cours du marché AECO et les prix de certaines ventes en Colombie-Britannique suivent celui du marché Huntingdon/Sumas. La moyenne des prix du marché Huntingdon était de 5,92 \$CAN/GJ en 2000, comparativement à 3,02 \$, en 1999.

Les rentrées nettes et les revenus des producteurs ont presque doublés

Les prix du gaz à différents points géographiques incluent des coûts variés du transport par gazoduc. La comparaison des prix nets à la sortie de l'usine permet de ne pas tenir compte des frais de transport. Les prix nets à la sortie de l'usine étaient sensiblement les mêmes pour tous les marchés d'exportation et pour les ventes intérieures. La moyenne des prix nets à la sortie de l'usine pour exportation est passée d'environ 1,88 \$US/million de BTU en 1999 à 3,52 \$, en 2000. Les prix nets intérieurs étaient légèrement plus bas. En décembre, les prix nets à la sortie de l'usine reçus du marché de l'Ouest américain étaient plus élevés que ceux des autres marchés d'exportation, à cause de l'isolation des prix dans ce marché.

Grâce à des prix nets plus élevés sur les marchés intérieurs et d'exportation, et à des augmentations des volumes de ventes, les producteurs ont généré des revenus beaucoup plus élevés. Les revenus des ventes intérieures et

d'exportation ont presque doublé en 2000 : elles sont passées de 16,7 milliards de dollars canadiens en 1999 à 32,6 milliards de dollars cette année.

Dans les années 70, on a découvert de larges gisements de gaz en Alaska et dans le delta du Mackenzie. On avait déjà proposé des projets de pipeline pour ces réserves, et même approuvé le projet du Réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska, mais ils ont été mis de côté pendant des dizaines d'années. Jusqu'en 1998, le marché ne croyait pas que le gaz du Nord était nécessaire ni rentable dans un avenir prochain. Toutefois, avec la hausse des prix en 2000, le marché a changé d'avis. Des groupes de producteurs et de propriétaires de pipelines ont commencé à discuter sérieusement de projets de gazoducs du Nord.

*Discussion
sur le gaz
du Nord*

Perspectives pour 2001

En 2000, la demande de gaz nord-américaine a augmenté dans l'ensemble de $1\,240\,10^9\text{ pi}^3$, avec une hausse de $553\,10^9\text{ pi}^3$ dans les marchés captifs du Canada et des É.-U. (en raison de la température). Les autres $687\,10^9\text{ pi}^3$ restants correspondent à une hausse de la demande de production d'électricité, une augmentation de la quantité de gaz utilisée pour l'exploitation, et une diminution de la quantité utilisée dans le secteur industriel pour la chaleur industrielle ou la charge d'alimentation.

Si, en 2001, la température suit la même tendance qu'en 1999, $553\,10^9\text{ pi}^3$ de demande de gaz pourrait de nouveau disparaître. Cependant, les températures pour l'année 2000 étaient plus ou moins « normales » (elles correspondaient à la moyenne de 30 ans).

*La température
est toujours un
facteur
déterminant en
2001*

Si, en 2001, la température est 5 % plus froide que la normale (c.-à-d. comme en 1996), la demande de gaz dans le marché captif pourrait être de $250\,10^9\text{ pi}^3$ supérieure à celle de 2000.

La demande nord-américaine de production d'électricité a fait un bond de $657\,10^9\text{ pi}^3$ (soit 11 %) en 2000, et continue d'augmenter, puisque la majeure partie de la nouvelle capacité de production d'électricité construite au cours des dernières années fonctionne au gaz. Cependant, l'augmentation de 2000 est principalement liée à la température. En raison du manque de précipitations, le niveau des réservoirs hydroélectriques de l'Ouest américain est très bas, la production d'hydroélectricité est faible et l'utilisation de gaz pour la production d'électricité augmente. Si 2001 est une année pluvieuse dans l'Ouest, il se pourrait qu'une partie de cette demande disparaisse.

*Augmentation
de la production
d'électricité au
gaz*

Il est clair que, selon la température, la demande de gaz dans plusieurs secteurs pourrait fluctuer énormément, à la hausse comme à la baisse. Par conséquent, il est difficile de prévoir les prix sur le marché du gaz.

*L'approvision-
nement se
redresse, mais la
croissance de la
production de
l'Ouest canadien
est lente*

Pour ce qui est de l'approvisionnement, il semble que la production augmente à un bon rythme. Elle s'était accrue de 3,6 % en 2000, un pourcentage qui tend lui aussi à s'accroître. Bien sûr, ces chiffres sont basés sur les statistiques reçues jusqu'à ce jour, des statistiques préliminaires. Toutefois, la capacité de

Sommaire

production sera bien plus grande à l'hiver prochain. La production canadienne a connu dans l'ensemble une hausse de 3,4 % en 2000, mais cette hausse reflète surtout les activités de l'île de Sable. La production de l'Ouest canadien n'a augmenté que de 1,4 % l'an dernier.

Le niveau des stocks en novembre sera un indicateur clé

Au début de l'été 2001, les stocks nord-américains sont encore bas. Au cours des prochains mois, il faudra les ramener à des niveaux plus normaux. Cette situation créera une demande supplémentaire; 480 10⁹ pi³ de plus que l'an passé. Les volumes d'entreposage seront également un bon indicateur du rapport entre la production de gaz et la demande : si les niveaux retournent à la normale d'ici novembre, cela signifiera soit que l'offre rattrape la demande, soit que la demande faiblit, soit qu'il s'agit d'une combinaison des deux.

Le volume d'exportation augmentera encore en 2001

En 2001, les exportations vers les É.-U. devraient continuer d'augmenter, puisqu'un nouveau gazoduc d'exportation (Alliance) a été complété à la fin de l'année dernière. La capacité de production sera probablement le facteur qui limitera les volumes d'exportation, plutôt que la capacité d'exportation. La demande intérieure en est un autre facteur (plus la demande est grande, moins il y a de gaz disponible à exporter). On s'attend à ce que les volumes d'exportation augmentent encore de 200 10⁹ pi³ en 2001, pour atteindre 3,8 10¹² pi³.

Conclusion : la température déterminera les prix

À la lumière de tous les facteurs susmentionnés, les prix du gaz au cours de la prochaine année seront principalement déterminés par la température, et dans une moindre mesure, par la capacité d'approvisionnement et les volumes d'entreposage. Cet été, l'utilisation de l'air climatisé et la demande de gaz pour la production d'électricité dépendront de l'intensité des vagues de chaleur. Les précipitations auront des effets sur l'approvisionnement en hydroélectricité et sur la demande de gaz pour la production d'électricité. De même, l'hiver prochain, les températures froides ou douces affecteront la demande de gaz. Par ailleurs, les prix du pétrole seront également un facteur important. Si le prix du gaz demeure élevé et que le prix du pétrole baisse, la demande de gaz pourra alors être réduite pour faire place à une plus grande demande de produits pétroliers.

Les prix de 2001 sont plus élevés que ceux de 2000

D'après une étude de différentes prévisions récentes de prix, les prix NYMEX, pour 2001, varient entre 3,50 \$US/million de BTU et 5 \$. Il s'agit de prix moyens (moyenne annuelle des prix de clôture mensuels au comptant). En 2000, les prix NYMEX étaient en moyenne 3,89 \$US/million de BTU. De janvier à mai 2001, ils étaient 6,31 \$, mais étaient à la baisse au moment de la rédaction du rapport.

De la même façon, les prévisions pour les prix de 2001 sur le marché AECO varient entre 5,85 \$CAN/GJ et 6,80 \$. Ils étaient 4,81 \$ en 2000, et entre janvier et mai 2001, étaient en moyenne 9,03 \$CAN/GJ.

Perspectives jusqu'en 2010

Prévision à long terme – point de vue général

Nous avons fondé nos perspectives à long terme sur des prévisions des éléments fondamentaux de la demande de gaz établies par différents organismes. Nous nous sommes ensuite servis de moyennes pour en arriver à ce que l'on pourrait appeler un scénario général. Par exemple, nous supposons

que la demande de gaz pour 2010 sera égale à la moyenne de prévisions indépendantes établies pour la demande de 2010.

On s'attend à ce que la demande américaine de gaz en 2010 atteigne $28 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ et que la demande canadienne atteigne $3,7 \times 10^{12} \text{ pi}^3$, soit un total de $31,7 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ pour le marché nord-américain. Ces chiffres reflètent à une augmentation de $5,9 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ par rapport à la demande de 2000. La majeure partie de cette hausse sera probablement attribuable à la production d'électricité (des services publics et privés de production d'électricité).

On répondra à cette demande par : une production américaine de gaz de $22,8 \times 10^{12} \text{ pi}^3$; une production canadienne de $8,5 \times 10^{12} \text{ pi}^3$; et des importations de GNL de $0,55 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ aux É.-U.

Futures sources d'approvisionnement

L'approvisionnement supplémentaire pour 2010 proviendra des É.-U., avec $3,4 \times 10^{12} \text{ pi}^3$; du Canada, avec $2,5 \times 10^{12} \text{ pi}^3$; et du GNL, avec $0,3 \times 10^{12} \text{ pi}^3$.

La production de la plate-forme Scotian est incluse dans les prévisions de la production canadienne. La moyenne de trois prévisions indépendantes montre que la production de la plate-forme Scotian atteindra $0,6 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2010.

La plupart des prévisionnistes avaient omis le gaz du Nord dans leurs prévisions concernant l'approvisionnement américain en 2010. Ils réévaluent actuellement leurs données en tenant compte de ce facteur.

On s'attend à ce que les prix du gaz américain baissent au cours des trois prochaines années, avant d'augmenter lentement. Les prix diminueront à 3,05 \$US/million de BTU en 2003, pour ensuite remonter à 3,55 \$ en 2010. Les prix de l'Alberta baisseront à 3,50 \$CAN/GJ en 2003, pour ensuite atteindre 3,85 \$ en 2010. Les prévisions concernant les prix ont été largement revues à la hausse depuis le dernier rapport.

Les prix à long terme seront plus bas que les niveaux actuels

Puisqu'aucune proposition formelle n'a été présentée pour des projets de gazoducs d'exportation, nous supposons que la capacité d'exportation des gazoducs canadiens demeurera stable jusqu'en 2010. Nous prendrons en considération la capacité des gazoducs dans nos prévisions seulement lorsque le processus réglementaire sera bien avancé. La capacité d'exportation existante a été utilisée à 90 % en 2000, pour des exportations de $3,6 \times 10^{12} \text{ pi}^3$. Nous supposons donc que les exportations atteindront $4,2 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2010, soit un facteur de charge de 95 %.

Nous reconnaissons qu'entre 2001 et 2010, il y aura probablement des projets de gazoducs additionnels, du Canada vers les É.-U., pour augmenter la capacité, comme le ou les projets de construction du réseau de pipelines du Nord, pour acheminer le gaz produit en Alaska et/ou dans le delta du Mackenzie. En raison de la nature préliminaire des projets du Nord, nous n'avons inclus aucun scénario de pipeline du Nord dans nos perspectives. Selon l'évolution du ou des projets (c.-à-d. les demandes de construction présentées aux autorités de

Les prévisionnistes s'attendent à ce qu'on construise d'autres pipelines d'exportation

Sommaire

réglementation), nous prévoyons inclure la capacité des pipelines du Nord dans les futures versions de ce rapport.

De la même façon, la société PanCanadien a l'intention de mettre en œuvre son projet de Deep Panuke dans la plate-forme Scotian, d'ici 2005. Pour l'instant, aucune demande de construction de gazoduc n'a été présentée. Donc, nous n'avons pas inclus ce projet dans nos prévisions d'exportation.

Nos perspectives ont tendance à sous-estimer la production et le volume des exportations canadiennes

En raison des facteurs susmentionnés, nos prévisions d'exportation et de production canadiennes correspondent plutôt à des prévisions minimales. Les exportations canadiennes vers les É.-U. ainsi que la production canadienne réelles les dépasseront sans doute. Nous reconnaissons que les versions antérieures de ce rapport, soit de 1989 à 1999, ont constamment sous-estimé la production et le volume des exportations canadiennes en raison de notre méthode d'estimation de la capacité des gazoducs.

Une comparaison de nos prévisions limitées aux gazoducs avec d'autres prévisions de l'industrie souligne cette tendance. D'après la moyenne des prévisions de l'industrie, les exportations canadiennes atteindront $4,9 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ d'ici 2010, en comparaison avec nos prévisions de $4,2 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$. De la même façon, en faisant une moyenne des prévisions de l'industrie, nous obtenons une production canadienne de $8,5 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ d'ici 2010, alors que nos prévisions sont de $7,9 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$.

Les revenus des producteurs devraient atteindre un sommet en 2001

Donc, à la lumière de nos hypothèses conservatrices quant à la production et au volume des exportations canadiennes ainsi qu'aux prévisions de prix de l'industrie, les revenus nets des producteurs à la sortie de l'usine pour les ventes de gaz naturel devraient grimper en 2001, pour atteindre 41 milliards de dollars canadiens. Il s'agit d'une augmentation remarquable au cours des dernières années, puisque les revenus de 1998 étaient de 12 milliards de dollars. Ils diminueront à 28 milliards de dollars en 2005, pour ensuite passer à 34 milliards de dollars en 2010.

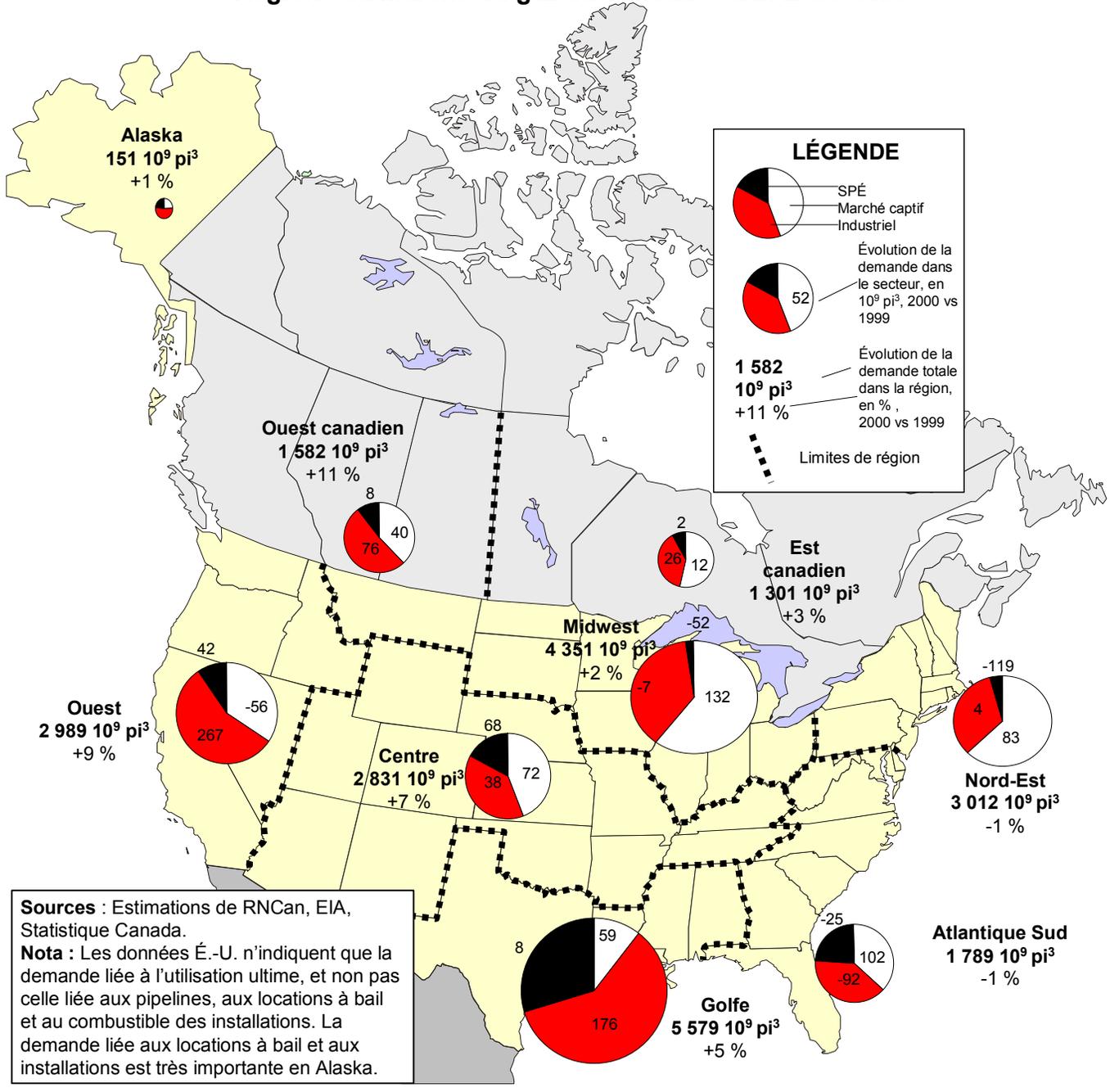
Incertitudes concernant l'approvisionnement, et le moment de mise en œuvre des projets du Nord

Les divergences des prévisionnistes sont en grande partie liées aux incertitudes considérables relatives aux prévisions à moyen et à long terme. Les questions qui se posent sont les suivantes : est-ce que les sources d'approvisionnement nord-américaines peuvent produire $32 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ de gaz d'ici 2010? Dans quelle mesure les prix du gaz vont-ils baisser au cours des prochaines années? Ces prix se traduiront-ils par la réalisation du ou des projets de gazoducs du Nord dans le but d'exploiter une nouvelle source d'approvisionnement d'ici la fin de la décennie?

Revue de 2000

Demande de gaz naturel

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



La carte précise l'importance et l'emplacement de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord. Elle précise également l'évolution de la demande par rapport à celle de l'année précédente, par région et par secteur. On retiendra que deux régions marchandes dominant nettement les autres (soit celles du Midwest et de la côte du Golfe des États-Unis).

Les hausses de la demande du marché captif ont été importantes dans les régions du Golfe, du Centre, du Midwest, de l'Atlantique Sud et du Nord-Est des États-Unis tout comme au Canada. La croissance de la demande industrielle a été importante dans les régions de l'Ouest, du Golfe

et du Canada mais la demande industrielle a fléchi dans la région de l'Atlantique Sud. La demande à des fins de production d'électricité par des services publics a enregistré une forte croissance uniquement dans les régions de l'Ouest et du Centre des États-Unis.

Les croissances de la demande les plus fortes ont été des croissances de 267 pi^3 et de 176 pi^3 dans les secteurs industriels de la côte du Golfe et de l'Ouest des États-Unis. La majeure partie de cette croissance est attribuable à la production d'électricité dans le secteur industriel (voir le tableau 1 et l'annexe 1).

Tableau 1
Demande de gaz nord-américaine

	2000 (10 ⁹ pi ³)	1999 (10 ⁹ pi ³)	Différence (10 ⁹ pi ³)	Chang. (%)
Secteur résidentiel É.-U.	4 927	4 726	201	4,3%
Secteur commercial É.-U.	3 349	3 050	299	9,8%
Secteur industriel É.-U., total ¹	9 406	9 001	405	4,5%
[transformation industrielle] ²	6 115	6 434	-319	-5,0%
[production d'électricité non SPÉ] ³	3 291	2 567	724	28,2%
Services publics d'électricité É.-U. ⁴	3 035	3 113	-78	-2,5%
Opérations gazières É.-U.	2 039	1 812	227	12,5%
Demande intérieure É.-U.	22 756	21 702	1 054	4,9%
Production d'électricité totale É.-U. ⁵	6 326	5 680	646	11,4%
Exportations américaines de GNL	64	64	0	0,0%
Exportations américaines au Mexique	110	61	49	80,3%
Disposition totale du gaz É.-U.	22 930	21 827	1 103	5,1%
Secteur résidentiel canadien	621	590	31	5,2%
Secteur commercial canadien	432	412	21	5,0%
Secteur industriel canadien	1 073	971	102	10,5%
Production d'électricité canadienne	208	198	10	5,2%
Autres secteurs canadiens	550	527	22	4,2%
Demande totale canadienne	2 883	2 697	186	6,9%
DEMANDE N.-A. TOTALE	25 639	24 399	1 240	5,1%
DISPOSITION N.-A. TOTALE	25 813	24 524	1 289	5,3%

Sources : Natural Gas Monthly, EIA, mars 2001, Electric Power Monthly, Statistique Canada, estimations de RNCa.

Nota : 1 - La demande industrielle selon Natural Gas Monthly, EIA. 2 - Calculée : la demande industrielle moins la demande de gaz par les producteurs n'ayant pas le statut de services publics. 3 - La demande de gaz par les producteurs n'ayant pas le statut de services publics, tableau 67, mars 2001, Electric Power Monthly, de l'EIA. La majeure partie (mais pas l'ensemble) de la production par les services n'ayant pas le statut de services publics se fait dans le secteur industriel. 4 - Le gaz consommé par les services publics d'électricité, selon Natural Gas Monthly. 5 - La production réunie (la somme) des services publics d'électricité et des services n'ayant pas le statut de services publics d'électricité. Voir l'annexe 1.

Les rapports mensuels sur le gaz naturel de l'EIA portent sur cinq types fondamentaux de demande de gaz aux États-Unis. Nous avons utilisé d'autres sources de renseignements pour établir une ventilation de la demande selon l'activité économique. Voir les notes du tableau et l'annexe 1.

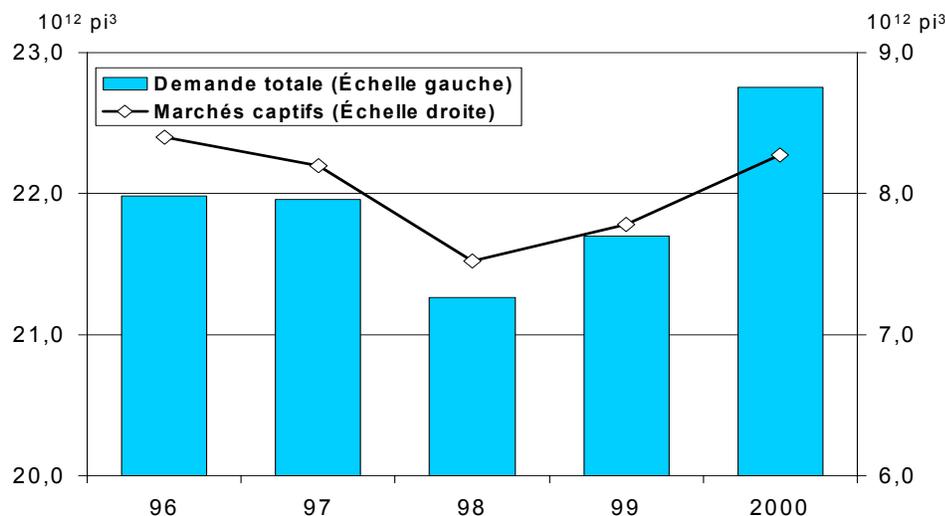
La plus forte croissance de la demande de gaz naturel aux États-Unis était liée à la production d'électricité, qui s'est accrue de 11,4 % entre 1999 et 2000. Toute cette croissance est attribuable aux producteurs n'ayant pas le statut de services publics, dont la plupart sont dans le secteur industriel.

Les secteurs résidentiel et commercial ont également enregistré de fortes croissances de la demande.

En 2000, la quantité de gaz utilisée par le secteur industriel pour la production de chaleur et comme produit de départ ou charge chimique a nettement chuté.

La demande des services publics d'électricité a baissé notamment par suite de la vente d'installations de production d'électricité à des entreprises n'ayant pas le statut de services publics.

Figure 2
Demande de gaz naturel aux États-Unis



Source : EIA

En 2000, la demande américaine a enregistré un sommet sans précédent. Ce sommet n'aurait pas été enregistré sans d'importantes croissances de la demande du marché captif (des secteurs résidentiel et commercial).

Les croissances enregistrées en 2000 constituent un net revirement par rapport à la demande fléchissante enregistrée au cours des trois années précédentes.

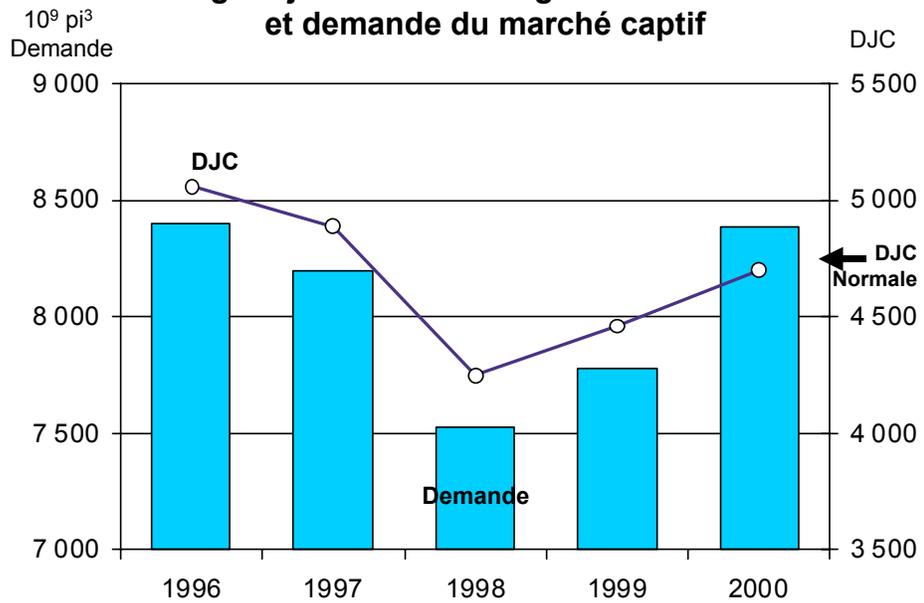
La faible demande enregistrée au cours de la période de 1997-1999 était attribuable principalement à un fléchissement de la demande dans les marchés captifs.

Figure 3

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

Il y a corrélation presque parfaite entre la demande du marché captif et les degrés-jours de chauffage. Les degrés-jours de chauffage (DJC) ayant été bas au cours des deux années civiles précédentes, la demande du marché captif avait été plus faible.

Pour l'ensemble de l'an 2000, les DJC sont revenus à la normale, ce qui a provoqué une forte croissance de la demande.



Sources : EIA, NOIAA

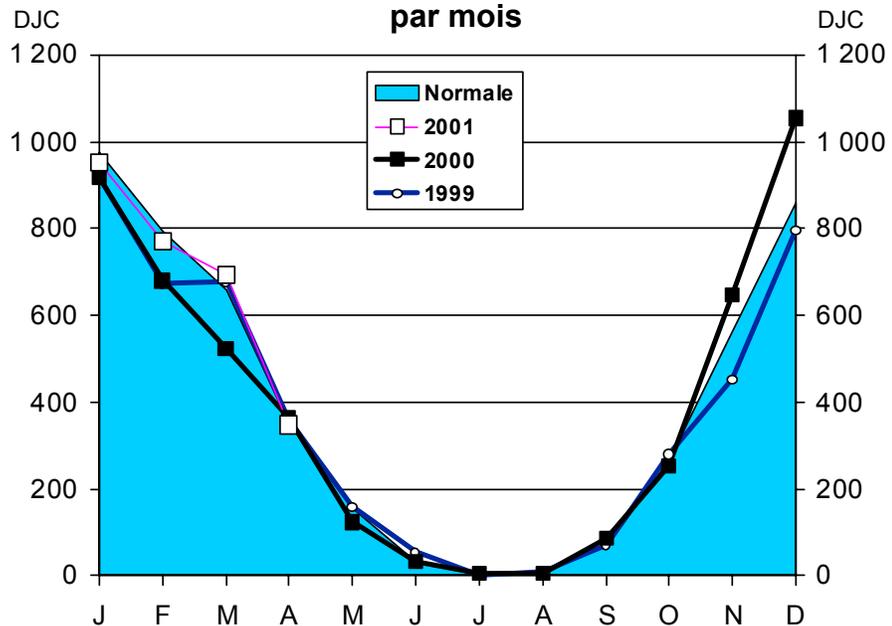
Figure 4

Degrés-jours de chauffage aux États-Unis, par mois

Même si on a enregistré au cours de l'an 2000 un niveau de DJC normal pour l'ensemble de l'année, la période de janvier à mars a été plus chaude que la normale alors que la période de novembre et décembre a été plus froide que la normale.

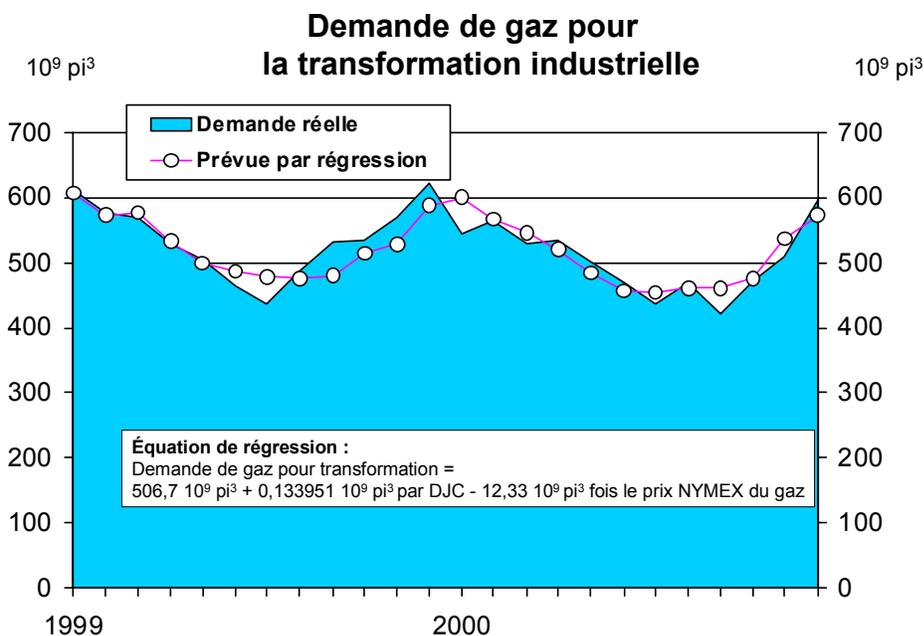
Les deux derniers mois de 2000 ont été beaucoup plus froids que l'année précédente, et même plus froids que la normale.

En novembre-décembre 2000, la demande du marché captif aux États-Unis a augmenté de 476 10⁹ pi³ par rapport à la même période de l'année précédente. À ce jour, en 2001, le niveau des DJC a été normal.



Sources : EIA, NOIAA

Figure 5



La demande liée à la « transformation industrielle » comprend l'utilisation industrielle du gaz pour produire la chaleur destinée à la transformation, pour chauffer les locaux et pour servir de produit de départ ou de charge chimique. Cette demande ne comprend pas le gaz utilisé à des fins de production d'électricité dans le secteur industriel. Pour plus de renseignements, voir l'annexe 1.

L'analyse de régression révèle que la demande à des fins de transformation industrielle est fonction du nombre de degrés-jours de chauffage et des prix du gaz naturel.

En 2000, l'accroissement des DJC a été plus que compensé par la hausse des prix du gaz, qui a provoqué un fléchissement de la demande dans ce secteur.

Comme l'illustre le tableau 2, l'électricité produite à partir du gaz naturel a enregistré en 2000 une hausse de 41 milliards de kilowattheures, soit de 7,3 %. La hausse de la production d'électricité au gaz a compensé la baisse de la production d'origine pétrolière et hydraulique. La production d'hydroélectricité a été affectée par les faibles précipitations enregistrées dans l'Ouest des Etats-Unis, alors que le fléchissement de la production au pétrole est attribuable aux prix élevés du pétrole. Le gaz utilisé pour la production d'électricité aux États-Unis a donc enregistré en 2000 une hausse de 646 10⁹ pi³.

Toute la croissance de la demande de gaz a été enregistrée pour la production d'électricité par des entreprises n'ayant pas le statut de services publics.

Cela s'explique notamment par la vente d'actifs de production d'électricité par des services publics à des entreprises autres que de services publics. En 2000, soixante-quinze installations de production d'électricité américaines ont été reclassées et leur statut est passé de services publics à autres que services publics.

Tableau 2
Production d'électricité aux États-Unis
(milliard de Kilowatt-heures)

Année	Charbon milliard kW·h	Nucléaire milliard kW·h	Gaz milliard kW·h	Hydroé. milliard kW·h	Pétrole milliard kW·h	Autres milliard kW·h	Total milliard kW·h
1996	1 796	675	470	344	82	80	3 447
1997	1 844	629	497	355	93	77	3 494
1998	1 874	674	549	319	127	75	3 618
1999	1 884	728	570	313	124	87	3 706
2000	1 965	754	611	269	109	84	3 792
Différence	80	26	41	-44	-15	-3	86
Chang. %	4,3%	3,5%	7,3%	-14,1%	-11,8%	-3,5%	2,3%

Source : Electric Power Monthly, tableaux 3 et 58

Tableau 3
Demande de gaz naturel par province
(10⁹ pi³)

Ce tableau présente la demande de gaz naturel par province et pour l'ensemble du Canada pour l'année dernière.

En 2000, la demande totale a enregistré une croissance de 7 % par rapport à 1999. Les hausses les plus importantes ont été enregistrées dans l'Ouest du Canada et au Yukon. Toutefois, la demande du Yukon ne constitue que quelque 1 % de toute la demande canadienne.

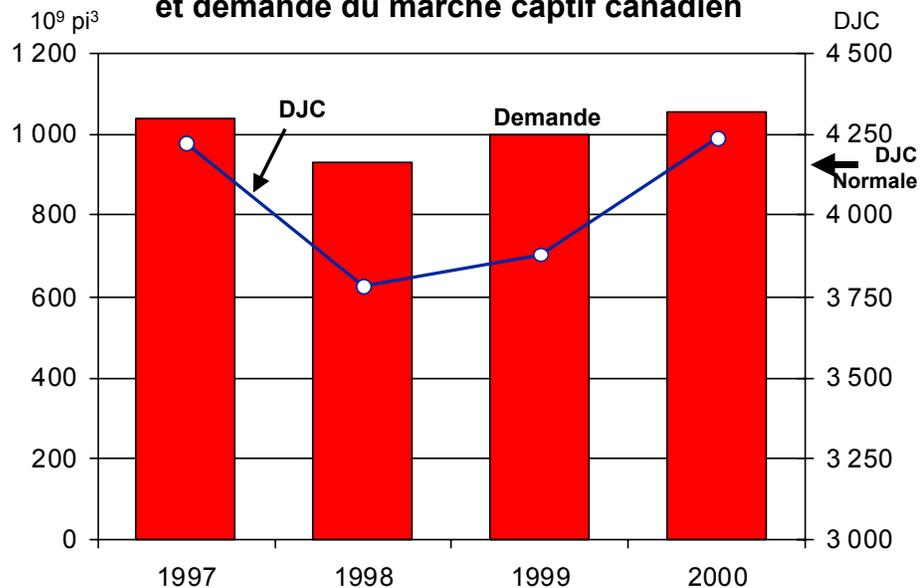
La demande de gaz naturel au Manitoba et en Ontario est demeurée relativement stable au cours de l'an 2000.

2000	C.-B.	Alberta	Sask.	Manitoba	Ontario	Québec	Yukon	Total
Janvier	34,6	101,8	28,1	13,5	134,6	29,5	1,8	343,9
Février	32,2	91,6	23,7	10,9	131,9	26,5	1,7	318,4
Mars	31,7	90,1	22,5	9,2	108,2	24,0	1,3	287,0
Avril	23,9	77,8	18,9	7,5	88,7	20,8	1,8	239,5
Mai	25,1	68,9	16,0	5,0	61,0	15,6	4,1	195,7
Juin	19,3	67,4	11,3	4,6	53,0	12,4	3,9	172,0
Juillet	19,8	68,6	13,2	3,9	43,7	12,8	2,0	164,0
Août	20,3	67,7	14,5	3,7	48,3	13,2	3,7	171,6
Septembre	19,8	72,2	14,5	4,5	48,2	13,5	3,6	176,3
Octobre	24,7	87,9	20,2	6,8	59,2	17,6	3,5	219,9
Novembre	35,0	92,3	25,5	9,4	78,1	21,6	4,0	265,9
Décembre	36,5	99,5	29,0	13,9	119,1	26,8	4,3	329,1
Total 1999	284,6	900,7	223,8	90,0	958,9	218,1	21,1	2 697,2
Total 2000	323,0	985,8	237,4	92,9	973,9	234,6	35,8	2 883,3
Différence	38,4	85,1	13,6	2,9	14,9	16,5	14,7	186,1
Chang. %	13,5%	9,4%	6,1%	3,2%	1,6%	7,6%	69,7%	6,9%

Sources : estimations de RNCan, Statistique Canada

Figure 6

**Degrés-jours de chauffage
et demande du marché captif canadien**



Sources : estimations de RNCan, Statistique Canada

Tableau 4
Demande canadienne par secteur
(10⁹ pi³)

2000	Résidentiel	Commercial	Industriel	SPÉ	Autres	Total
Janvier	96,3	68,4	118,9	20,1	40,3	343,9
Février	89,7	63,3	109,2	18,7	37,5	318,4
Mars	78,6	55,5	98,2	16,6	38,1	287,0
Avril	47,0	32,3	96,6	20,7	42,9	239,5
Mai	37,2	25,3	77,3	16,5	39,4	195,7
Juin	32,0	21,5	67,3	14,3	36,9	172,0
Juillet	17,6	11,7	74,2	15,1	45,5	164,0
Août	18,6	12,4	77,5	16,0	47,0	171,6
Septembre	18,6	12,5	78,0	16,0	51,2	176,3
Octobre	47,5	32,9	75,1	14,3	50,0	219,9
Novembre	59,8	41,7	90,2	17,3	56,9	265,9
Décembre	77,6	54,7	110,5	22,3	64,0	329,1
Total 1999	589,6	411,7	971,0	197,5	527,4	2697,2
Total 2000	620,5	432,3	1073,0	207,8	549,8	2883,3
Différence	30,9	20,5	102,0	10,2	22,4	186,1
Changement %	5,2%	5,0%	10,5%	5,2%	4,2%	6,9%

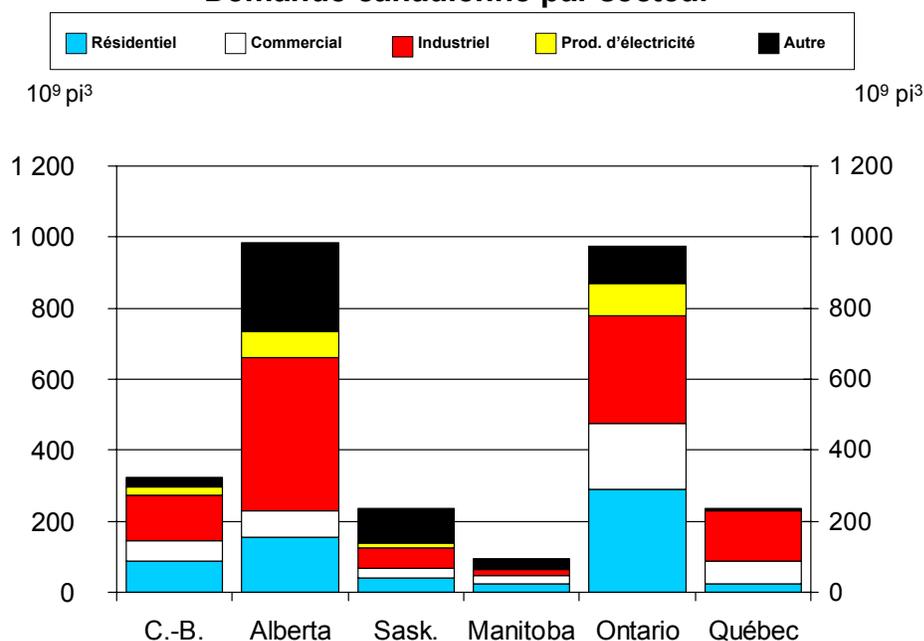
Sources : estimations de RNCan, Statistique Canada

En 2000, la demande canadienne de gaz s'est accrue dans tous les secteurs. La demande industrielle est celle qui a enregistré la plus forte croissance en 2000, soit une hausse de plus de 10 % par rapport à 1999, qui fait suite à deux années de baisse consécutives.

Tout comme dans le secteur industriel aux États-Unis, la demande industrielle canadienne est fonction des prix du gaz, des DJC et/ou des prix du pétrole brut. Alors que la demande industrielle aux États-Unis a fléchi par suite de la hausse des prix du gaz, il semble y avoir dans le secteur industriel canadien un léger décalage de la réaction à la hausse des prix.

Figure 7

Demande canadienne par secteur



Source : Statistique Canada

La figure 7 illustre la demande de gaz dans chaque secteur et dans chaque province en l'an 2000.

Le secteur industriel absorbe quelque 37 % de toute la consommation de gaz canadienne.

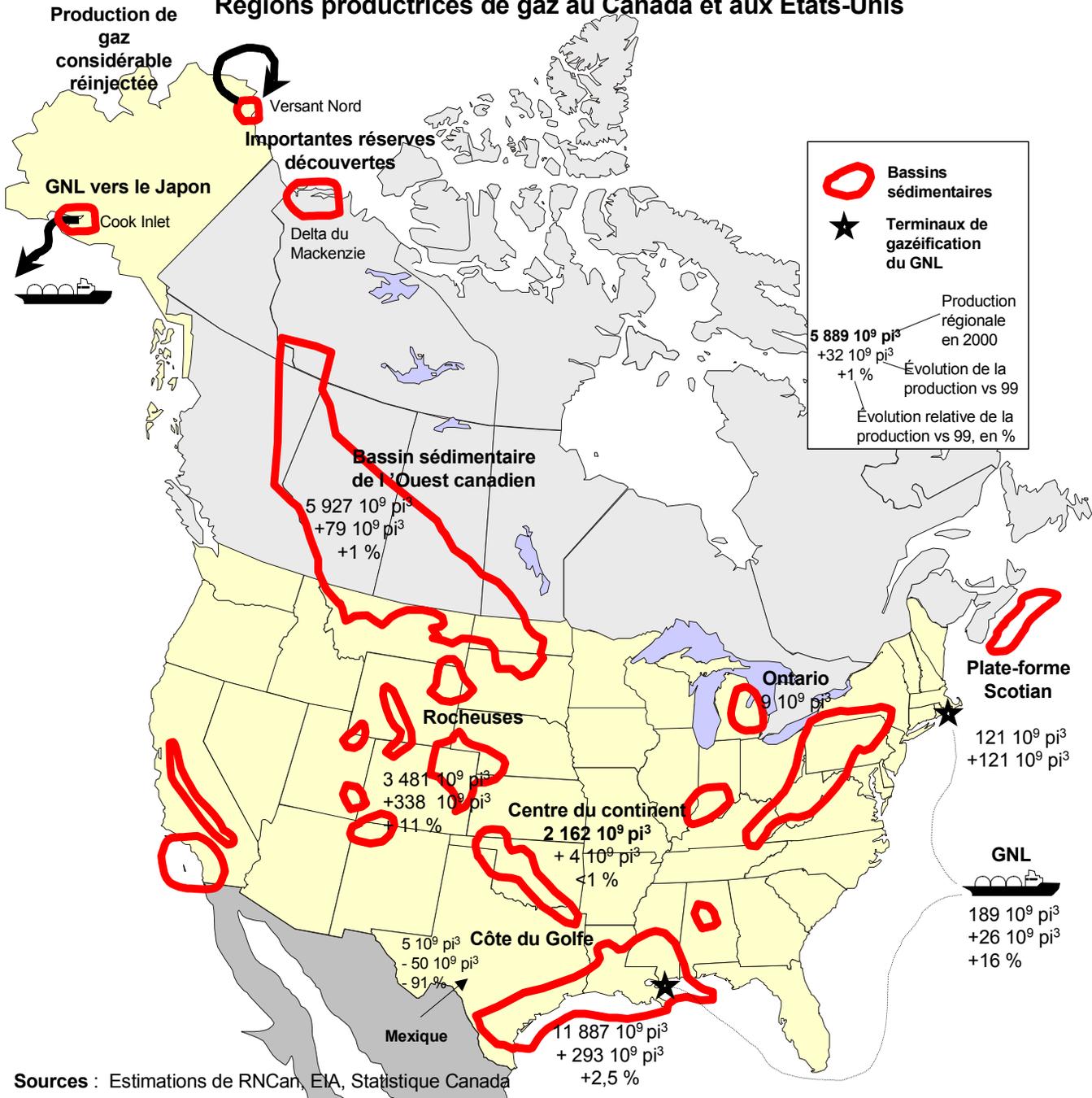
L'autre marché le plus important au Canada est le secteur du marché captif, qui comprend le chauffage des locaux dans les résidences et les commerces. En 2000, la demande du marché captif s'est accrue de 5 %, par rapport à 1999. Le marché captif le plus important se trouve en Ontario.

Revue de 2000

Production de gaz naturel

Figure 8

Régions productrices de gaz au Canada et aux États-Unis



La carte présente les principaux bassins de production de gaz naturel de l'Amérique du Nord. En 2000, les approvisionnements additionnels importants sont venus des Rocheuses américaines, de la côte du Golfe et de la plate-forme Néo-Écossaise du Canada.

La production canadienne de l'Ouest, qui s'était accrue de 1,3 % l'année précédente, a été encore relativement faible cette année, avec un accroissement de 1,4 % en 2000.

Dans la région très mature du centre du continent, la production a été éte.

Les importations de GNL aux États-Unis ont enregistré une hausse qui, cependant, ne représente pas des volumes de gaz significatifs.

Les importations de gaz mexicain aux États-Unis ont baissé de 50 10⁹ pi³ par rapport à l'année précédente.

Tableau 5
Offre de gaz nord-américaine (10⁹ pi³)

	2000 (10 ⁹ pi ³)	1999 (10 ⁹ pi ³)	1998 (10 ⁹ pi ³)	Change- ment % 99 vs 98	Change- ment % 00 vs 99
Total pour le Golfe	11 887	11 594	11 834	-2,0%	2,5%
Centre continent É.-U.	2 162	2 158	2 297	-6,1%	0,2%
Rocheuses américaines	3 481	3 143	3 051	3,0%	10,8%
Autres, É.-U.	1 791	1 729	1 526	13,3%	3,6%
Production É.-U. totale	19 320	18 623	18 708	-0,5%	3,7%
Production canadienne	6 057	5 857	5 780	1,3%	3,4%
GNL	208	164	83	97,6%	26,8%
Importations du Mexique	6	55	15	263,3%	-89,7%
Supplémentaires	99	98	102	-3,9%	1,0%
Total de l'offre A.-N.	25 690	24 797	24 688	0,4%	3,6%

Sources : Natural Gas Monthly, EIA, mars 2001, Statistique Canada, MMS, estimations de RNCan.

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

La production canadienne comprend le gaz commercialisable auquel sont ajoutées les pertes en cours de retraitement. Source, Statistique Canada.

En 2000, les approvisionnements gaziers de l'Amérique du Nord se sont accrus de 893 10⁹ pi³, soit une hausse de 3,6 %. Il s'agit là d'un rendement de production nettement supérieur à celui enregistré l'année précédente.

La majeure partie de la nouvelle production gazière est venue des Rocheuses américaines, puis de la côte du Golfe américaine et du Canada.

Les importations en provenance du Mexique ont chuté à un niveau presque nul alors que celles de GNL ont enregistré une hausse modérée en valeur absolue.

Tableau 6
Indicateurs de forages gaziers nord-américains

	2000 (Puits)	1999 (Puits)	1998 (Puits)	Change- ment % 99 vs 98	Change- ment % 00 vs 99
Golfe zone terrestre (1)	4 860	3 566	4 907	-27%	36%
Golfe zone extracôtière (2)	117	80	91	-12%	47%
Total pour le Golfe (3)	553	380	517	-27%	46%
Centre continent américain (3)	125	72	106	-32%	75%
Rocheuses américaines (3)	143	89	110	-19%	60%
Autres, É.-U. (3)	97	84	120	-30%	16%
Total pour les É.-U. (4)	918	624	853	-27%	47%
Canada faible profondeur (5)	5 860	3 858	2 014	92%	52%
Canada grande profondeur (6)	3 053	2 432	2 561	-5%	26%
Total pour le Canada (7)	8 913	6 290	4 575	37%	42%

Sources : Texas RRC, Baker Hughes, Daily Oil Bulletin, ONE.

Nota : (1) Uniquement les forages gaziers en zone terrestre au Texas. Il s'agit de la majeure partie des forages en zone terrestre dans le Golfe.

(2) Compte hebdomadaire moyen des installations de forage orientées gaz (Baker-Hughes).

Le nombre de puits n'était pas disponible.

(3) Compte hebdomadaire moyen total des installations de forage comprenant les installations orientées gaz et celles orientées pétrole.

(4) Compte hebdomadaire moyen des installations de forage orientées gaz, au cours de l'année.

(5) Les puits de gaz de l'Est et du Sud-Est de l'Alberta, auxquels sont ajoutés les puits de gaz de la Saskatchewan.

(6) Les autres puits de gaz de l'Alberta, auxquels sont ajoutés tous les puits de gaz de la Colombie-Britannique.

(7) Le nombre total des puits de gaz de l'Ouest canadien.

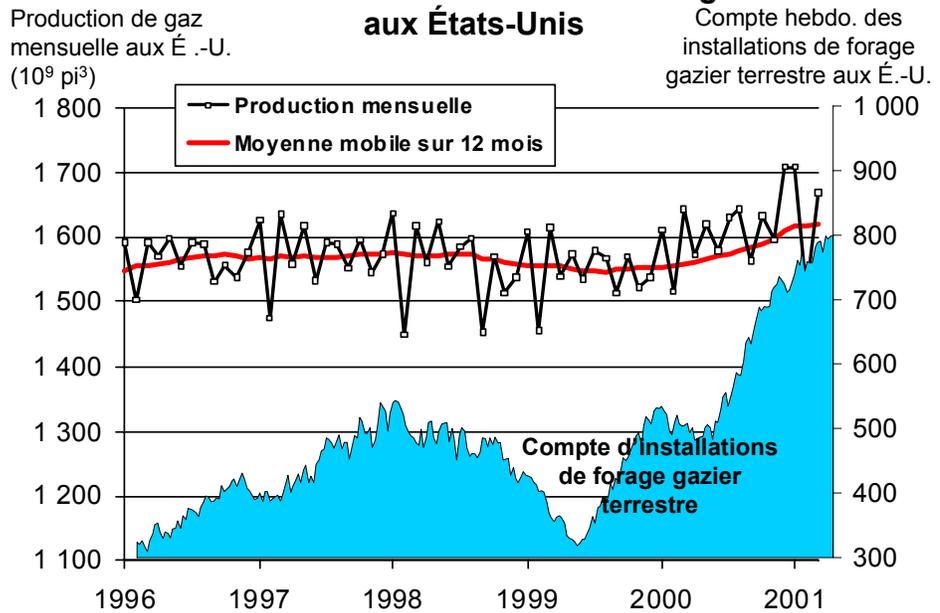
Le tableau présente diverses données statistiques de forage. (Le nombre de puits de gaz n'est pas disponible pour plusieurs régions.)

En 2000, les forages gaziers en Amérique du Nord ont enregistré une forte hausse et ont atteint de nouveaux sommets dans la plupart des régions. Il s'agit là d'un signe encourageant pour ce qui regarde l'approvisionnement gazier futur.

On retiendra que l'année précédente, les forages ont augmenté uniquement dans les régions peu profondes de l'Ouest canadien. Toutes les autres régions avaient alors enregistré une diminution des forages.

Figure 9

Production et tendances des forages aux États-Unis



Sources : Baker Hughes, EIA

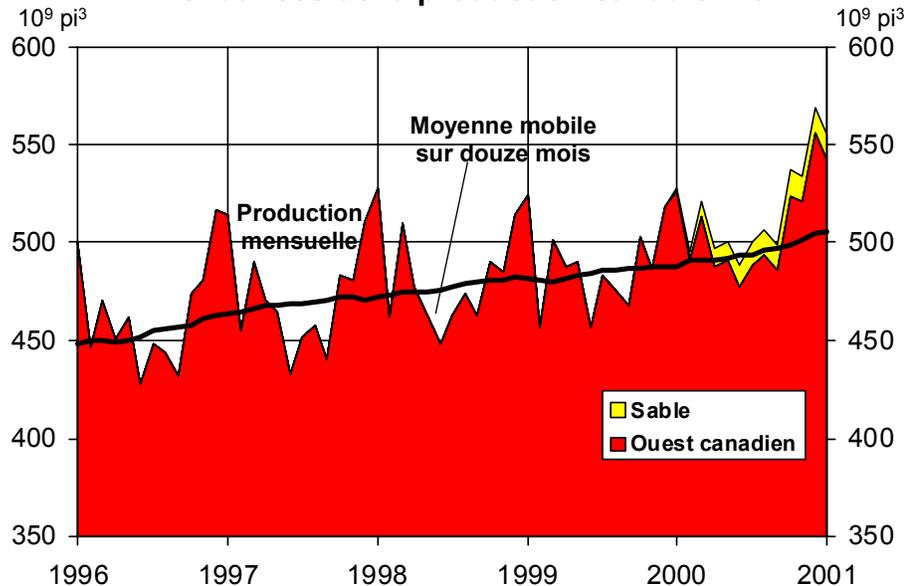
La reprise de l'activité de forage gazier sur la terre ferme aux États-Unis est encore plus marquée lorsqu'on étudie les renseignements détaillés mensuels.

Le nombre de forages gaziers terrestres aux États-Unis est nettement supérieur aux sommets passés. Le nombre de forages extracôtiers est également supérieur aux sommets passés, bien que de peu.

Ces niveaux élevés de forages semblent avoir une influence positive sur la production gazière américaine, comme le révèle la figure.

Figure 10

Tendances de la production canadienne



Sources : OCNÉHE, Statistique Canada. Nota : le caractère saisonnier de la production canadienne est attribuable en partie à l'inclusion du stockage d'amont dans la production; la production à la tête de puits est plus uniforme.

La production de gaz naturel canadienne est également en hausse : 3,4 % au cours des douze derniers mois.

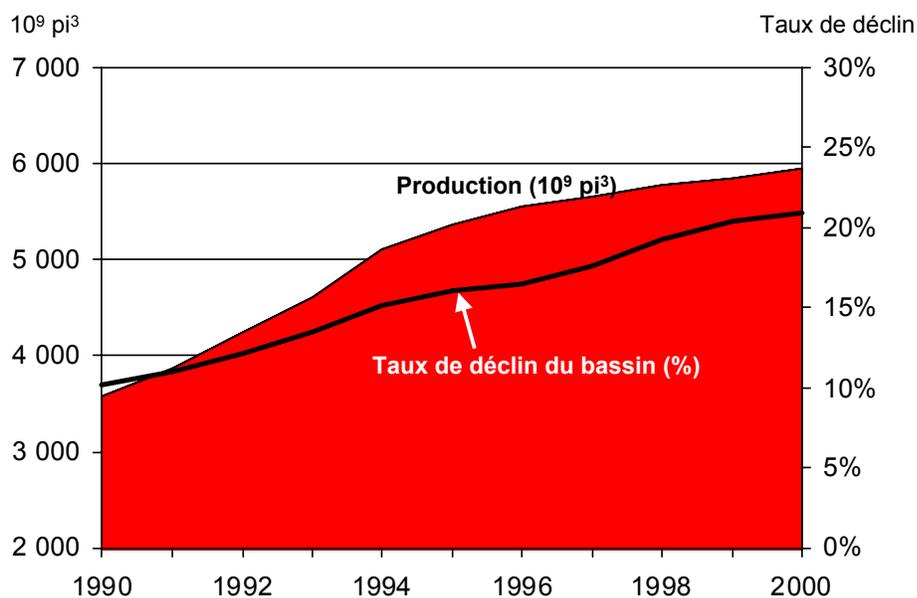
La majeure partie de la hausse de production est attribuable au démarrage, en 2000, du projet de production énergétique extracôtier de l'île de Sable.

En 2000, la production de l'Ouest canadien s'est accrue de 1,4 %.

Avec la stabilisation du projet de l'île de Sable en 2001, par rapport à 2000, tout accroissement de production en 2001 devra venir de l'Ouest canadien.

Figure 11

Production et taux de déclin BSOC



Sources : Statistique Canada, estimations de RNCan.

Le faible accroissement de production enregistré dans l'Ouest canadien en 1999 et en 2000 est attribuable notamment à l'augmentation du taux de déclin de la production existante.

L'accroissement rapide de la production canadienne enregistré au cours des années 90 tient à l'accroissement de la production tirée des puits existants.

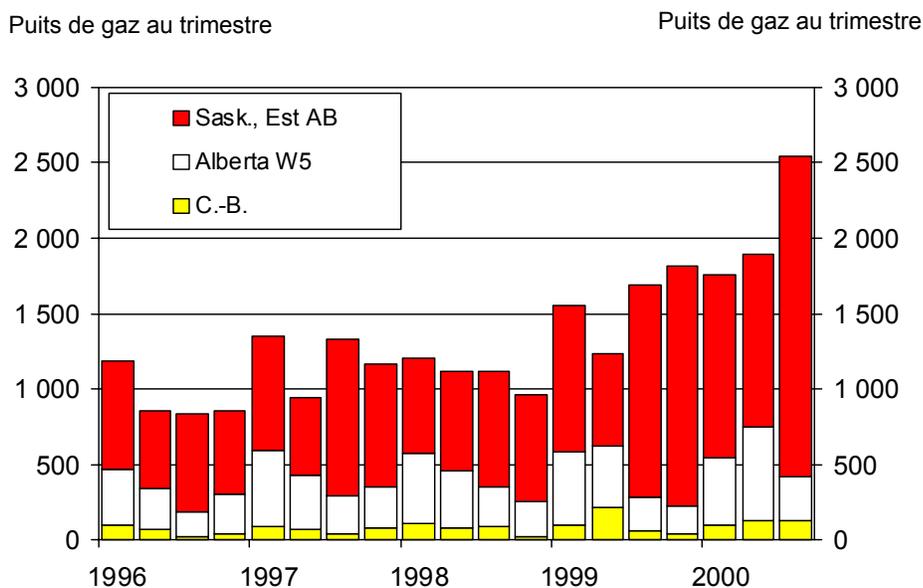
L'accroissement de la production des puits s'est accompagné d'une hausse de leurs taux de déclin.

Par rapport au début des années 90, il faut maintenant un plus grand nombre de puits nouveaux et un plus grand nombre de forages pour remplacer les puits dont la production a diminué plus rapidement.

Il s'agit là de « l'effet tapis roulant » : Il faut courir plus vite pour rester au même endroit.

Figure 12

Forages gaziers dans l'Ouest canadien



Source : Nickles Daily Oil Bulletin

L'autre facteur principal qui explique le faible accroissement de la production dans l'Ouest canadien est l'emplacement des forages.

En 2000, la plupart des forages ont été faits dans le secteur oriental du bassin.

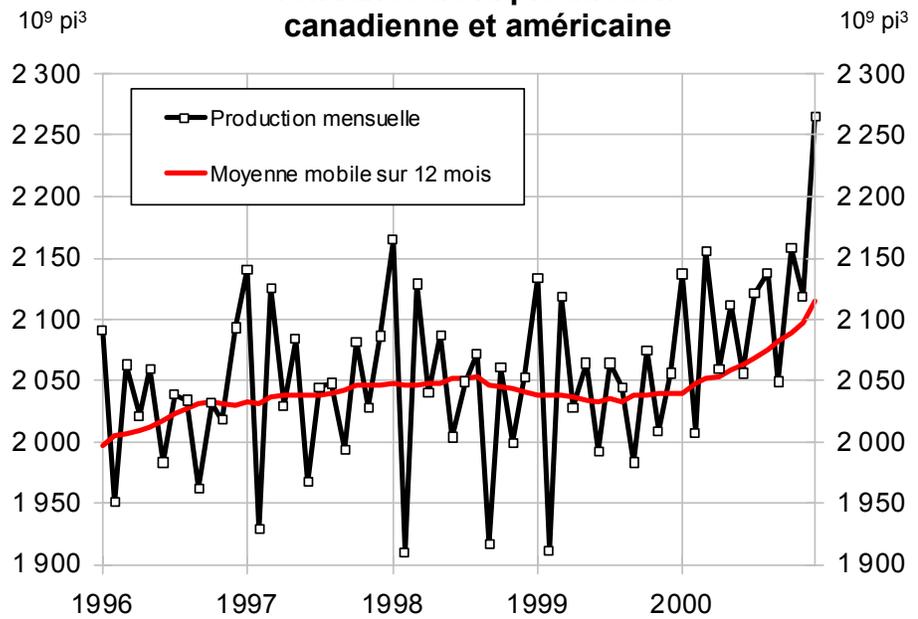
Les puits de l'est (toute la Saskatchewan et la partie située à l'est du cinquième méridien en Alberta) sont des puits de production relativement pauvres, qui n'ont rendu en moyenne qu'environ 0,1 10⁹ pi³ au cours de leur première année d'exploitation.

Les puits situés du côté ouest du bassin fournissent quelque 1 10⁹ pi³ au cours de leur première année d'exploitation.

À ce jour, en 2001, les forages semblent se déplacer vers l'ouest, ce qui devrait se traduire par un rendement amélioré de la production.

Figure 13

Tendance de la production
canadienne et américaine



Sources : EIA, Statistique Canada

En somme, un redressement de la production de gaz naturel nord-américaine semble être bien en cours.

Les forages gaziers atteignent des sommets inégalés dans la plupart des régions d'approvisionnement. En 2000, la production s'est accrue de 3,6 %. De surcroît, l'accroissement de la production semble s'être accéléré au cours de 2000.

Revue de 2000

Stockage de gaz naturel

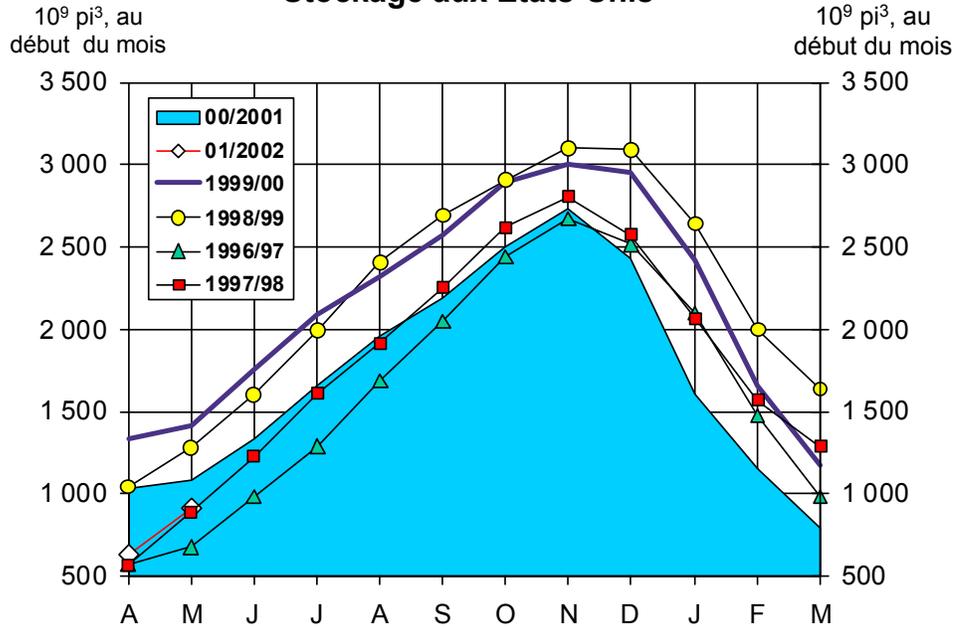
Figure 14

Stockage aux États-Unis

Le stockage de gaz naturel constitue le baromètre du marché. Au cours de l'été 2000, les injections de stockage aux États-Unis ont été faibles. En novembre 2000, le stockage était inférieur aux niveaux de novembre des années antérieures.

Comme les mois de novembre et de décembre ont été très froids, les niveaux de stockage ont baissé rapidement, ce qui s'est traduit par des niveaux de stockage extrêmement bas tout au long des mois de janvier à mars.

Il faudra injecter cet été au moins $2,2 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ de gaz pour atteindre vers novembre les niveaux de remplissage normaux, qui sont de l'ordre de $2,7 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$.



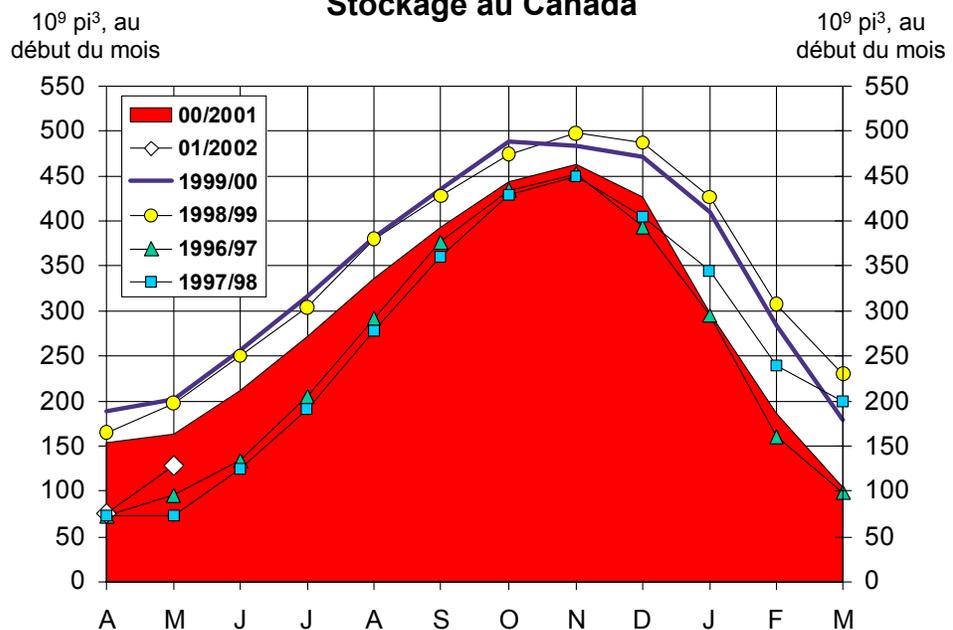
Source : estimations de RNCan fondées sur des données hebdomadaires de l'AGA.

Figure 15

Stockage au Canada

Au cours de l'été 2000, les injections de stockage canadiennes ont également été faibles, ce qui s'est traduit par un stockage relativement bas vers novembre 2000.

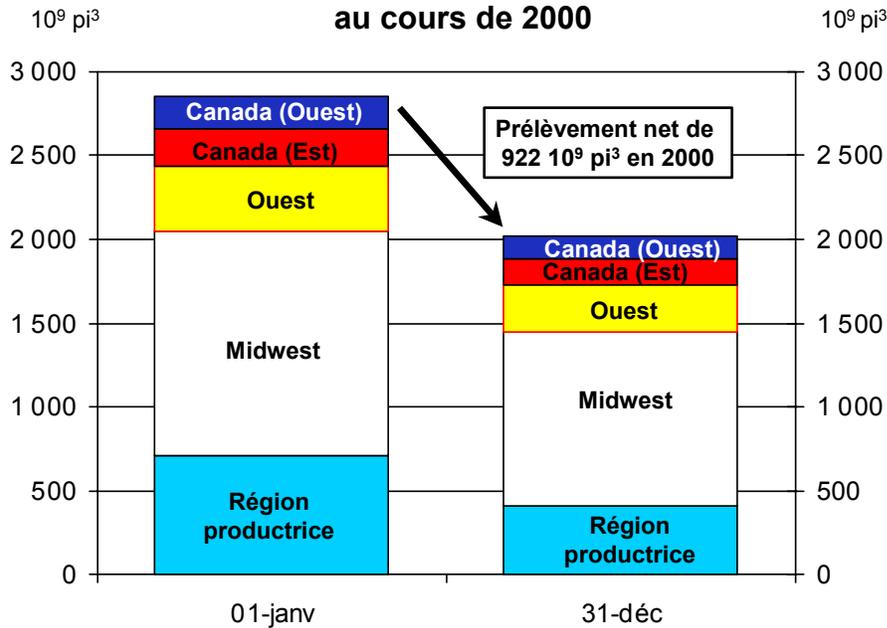
Au moment où commence la saison d'injection de l'été 2001, les niveaux de stockage canadiens sont encore bas. Il faudra injecter quelque $400 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ de gaz pour atteindre vers novembre 2001 les niveaux normaux.



Source : estimations de RNCan fondées sur des données hebdomadaires de l'ACG.

Figure 16

**Variation du stockage
au cours de 2000**



Sources : AGA, ACG

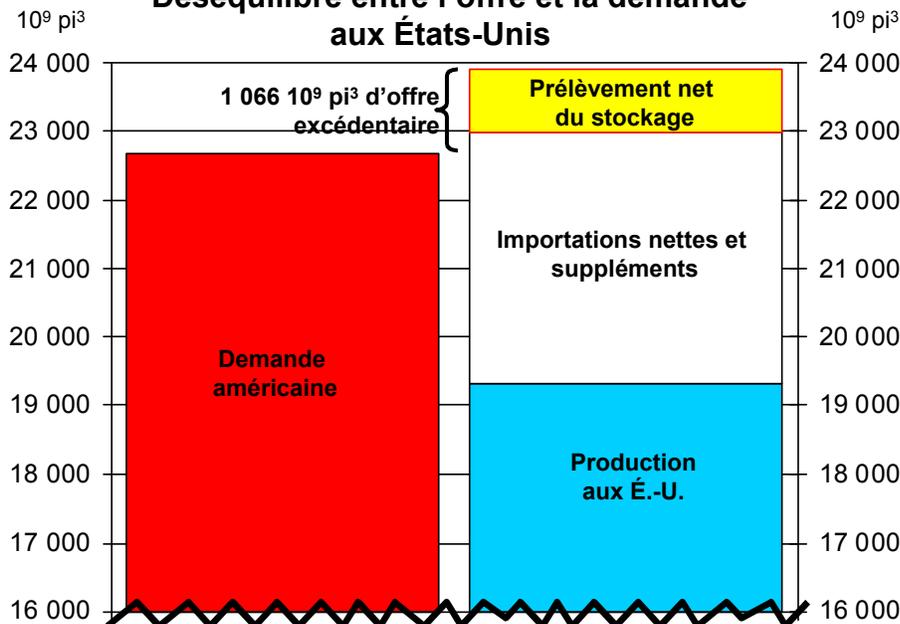
Le 1^{er} janvier 2000, les relevés de stockage des associations AGA et ACG indiquaient un stockage nord-américain de 2 830 10⁹ pi³ de gaz. Au 31 décembre, le stockage était d'à peine 1 907 10⁹ pi³. Ainsi, durant l'année civile 2000, il y a eu un prélèvement de stockage net de 922 10⁹ pi³. Il s'agit là de la plus importante source unique « d'approvisionnement » supplémentaire en l'an 2000.

Cela fait suite à un prélèvement net de 370 10⁹ pi³ enregistré l'année précédente.

Les niveaux de stockage (les bilans) au début et à la fin de l'année revêtent une importance particulière lorsqu'il s'agit de rééquilibrer les chiffres annuels de l'offre et de la demande.

Figure 17

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



Source : EIA mars 2001 NGM

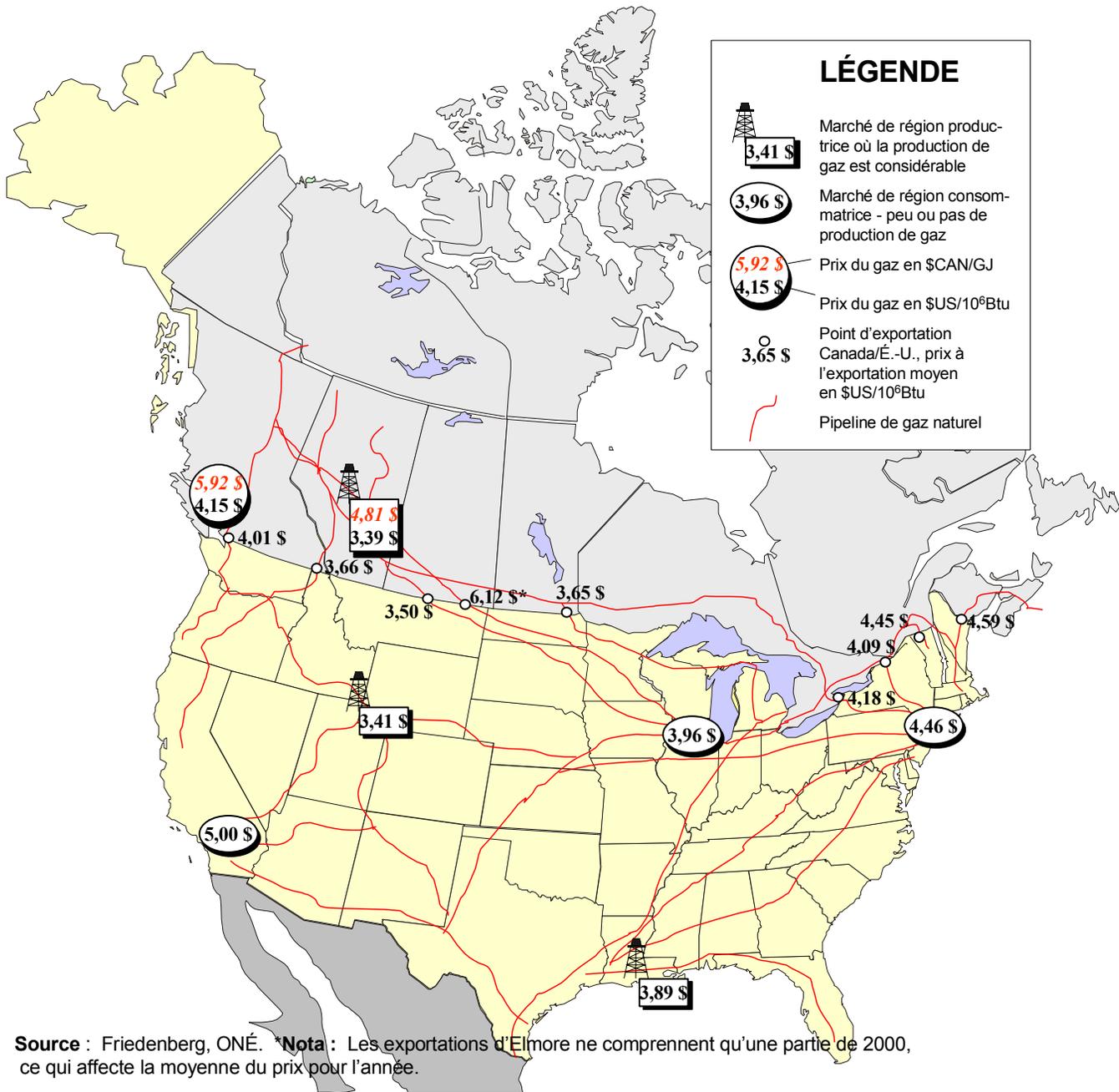
Les données concernant l'offre et la demande devraient être concordantes, une fois les mouvements de stockage comptabilisés, mais les données préliminaires américaines généralement ne concordent pas.

Les données actuelles de l'EIA indiquent un « poste de bilan » négatif de 1 066 10⁹ pi³ pour 2000 : l'offre est supérieure à la demande.

Revue de 2000

Prix du gaz naturel

Figure 18
Prix du gaz naturel

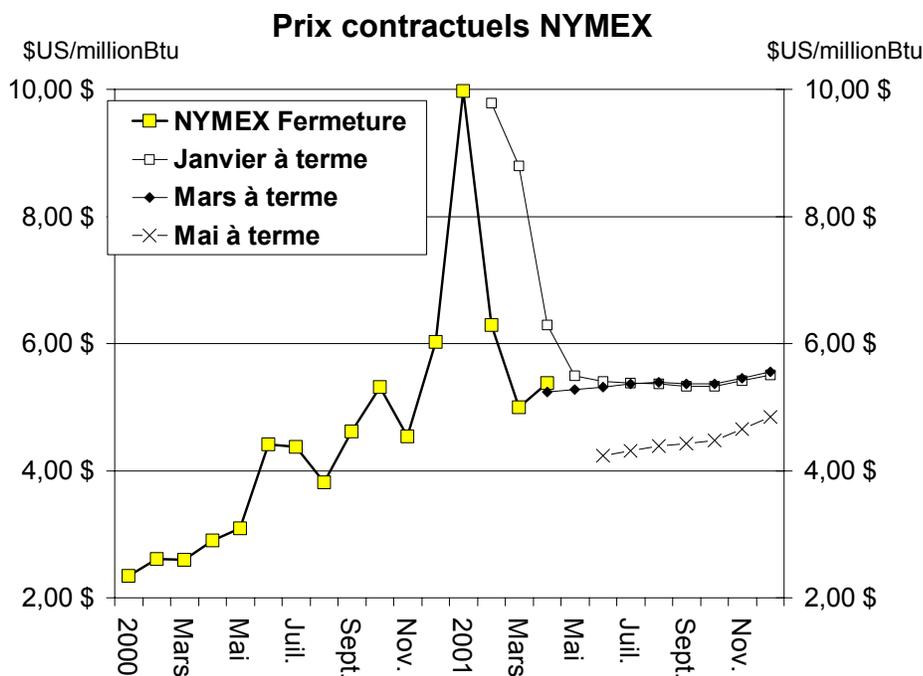


La carte présente divers prix marchands mensuels sur le marché au comptant nord-américain du gaz naturel. Les prix indiqués sont la moyenne annuelle de douze prix mensuels. La carte présente aussi les prix à l'exportation moyens aux points d'exportation Canada/États-Unis.

Les marchés sont demeurés relativement bien intégrés puisqu'il y a eu dans l'ensemble une capacité pipelinère suffisante pour permettre le raccordement constant des marchés, à une exception près : la région de la côte du Pacifique. Les facteurs de la demande propres à la côte du Pacifique

ont généré une demande supérieure en novembre et en décembre 2000. La capacité pipelinère était insuffisante pour permettre l'accroissement des débits en provenance de l'Est. Dans la région du Pacifique, les prix ont donc cessé d'être alignés sur ceux de l'Amérique du Nord.

Figure 19



Le prix de référence NYMEX du gaz est présenté.

En 2000, les prix du gaz naturel ont enregistré une forte hausse. Les prix ont commencé à dépasser les limites habituelles vers le milieu de l'année pour atteindre un sommet en janvier 2001.

Les niveaux du prix du gaz atteints en 2000 ont signalé l'avènement d'une ère nouvelle en matière de prix du gaz naturel en Amérique du Nord.

La figure présente également le prix marchand du gaz pour livraison le mois à venir, à compter du début de janvier, de mars et de mai. On retiendra que les prévisions de prix évoluent constamment.

Figure 20

Facteurs influençant le prix du gaz naturel

Facteur d'influence	État du facteur en 2000	A influencé le prix du gaz en 2000 à être :	État du facteur en 2001
Prix du pétrole brut ¹	Haut (30,30 \$)	Élevé	Inférieur (27,40\$aàj)
Degrés-jours chauffage	Haut	Élevé	2000 a été normal
Degrés-jours climatisat.	Haut	Élevé	La normale est inf.
Capacité hydroélectr.	Bas ds l'Ouest	Élevé	Hydro. encore basse
Cap. prod. élec. au gaz	Croissant	Élevé	Toujours en hausse
Stockage de gaz	Très bas	Élevé	Pas encore connu
Offre de gaz	Hausse 3,6%	Élevé	Hausse de 3,6%?
Demande de gaz	Hausse 5,1%	Élevé	?
Forage l'année antér.	Bas	Élevé	Haut
Capacité pipelinière	Bas vers le Pacifique ²	Élevé dans le Pacifique	Toujours bas vers le Pacifique

Nota : 1 - Le prix du brut indiqué est le prix WTI en dollars US le baril de Friedenberg. 2 - La capacité pipelinière vers l'Ouest des É.-U. a été réduite en août 2000 par l'explosion du gazoduc El Paso.

À plusieurs égards, 2000 a été « une tempête parfaite » pour ce qui regarde le prix du gaz naturel. Plusieurs facteurs réunis ont contribué au redressement du prix du gaz à des niveaux élevés.

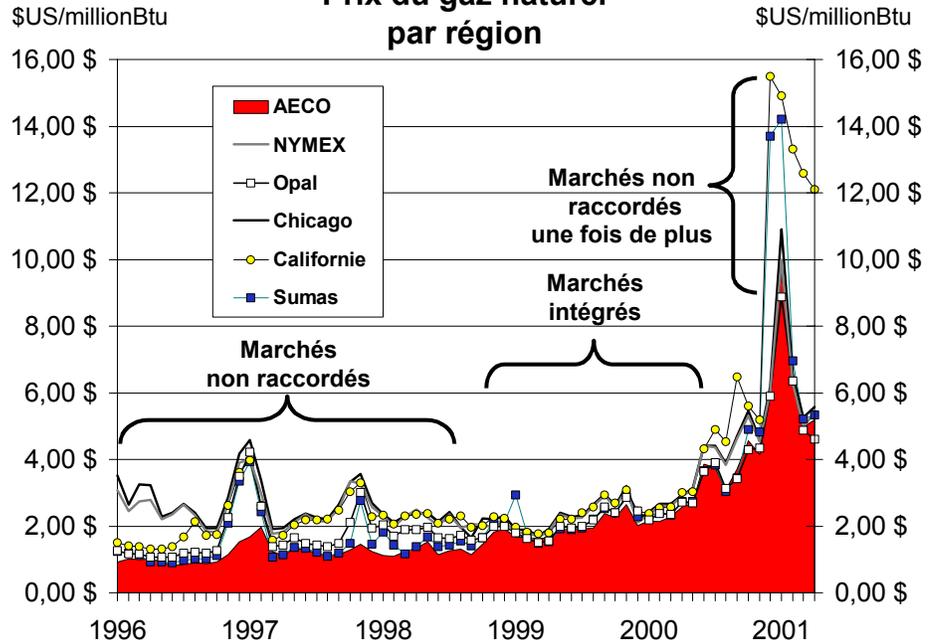
Lorsqu'on envisage le reste de 2001, plusieurs de ces facteurs qui influencent à la hausse le prix du gaz jusqu'à des niveaux élevés ont changé.

D'autres facteurs dépendent du temps et sont impossibles à prévoir.

On retiendra que, même si l'approvisionnement a enregistré un accroissement de 4 % en 2000, cet accroissement n'a pas été suffisant pour empêcher la hausse des prix à des niveaux élevés, puisque la demande s'est accrue de 5 % alors que le niveau de stockage était bas.

Figure 21

Prix du gaz naturel par région



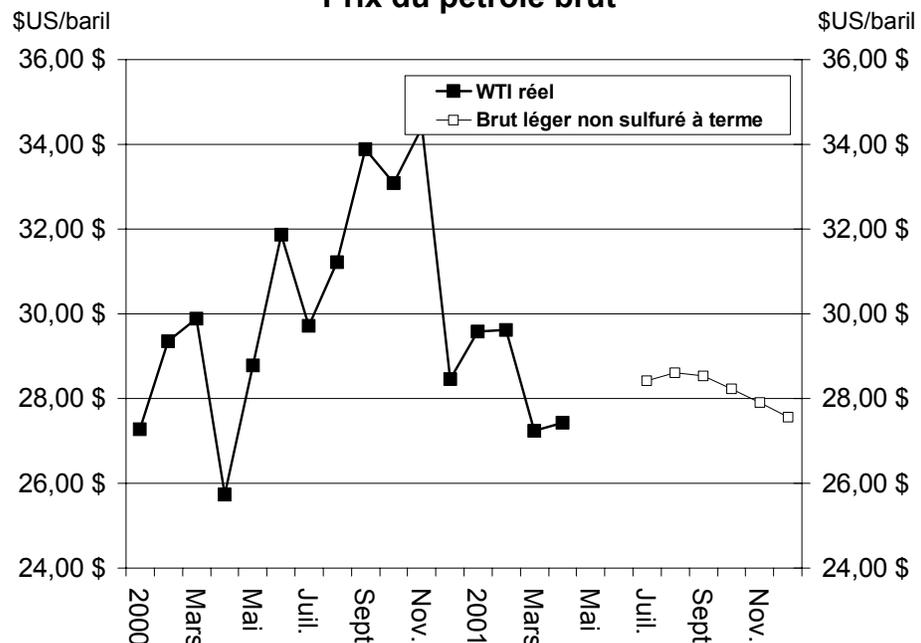
Source : Friedenberg

Vers la fin de 1998, il y avait convergence des prix du gaz nord-américains, les marchés étant alors desservis par une capacité pipelinière adéquate.

Vers la fin de 2000, la croissance de la demande dans les régions voisines du Pacifique avait généré une demande supérieure à la capacité pipelinière de la région. Les prix du Pacifique ont cessé d'être alignés sur les prix en vigueur dans le reste de l'Amérique du Nord. Les marchés du Pacifique demeureront exposés à des prix supérieurs à ceux d'autres régions jusqu'à la construction d'une plus grande capacité pipelinière.

Figure 22

Prix du pétrole brut



Sources : Friedenberg, Globe & Mail

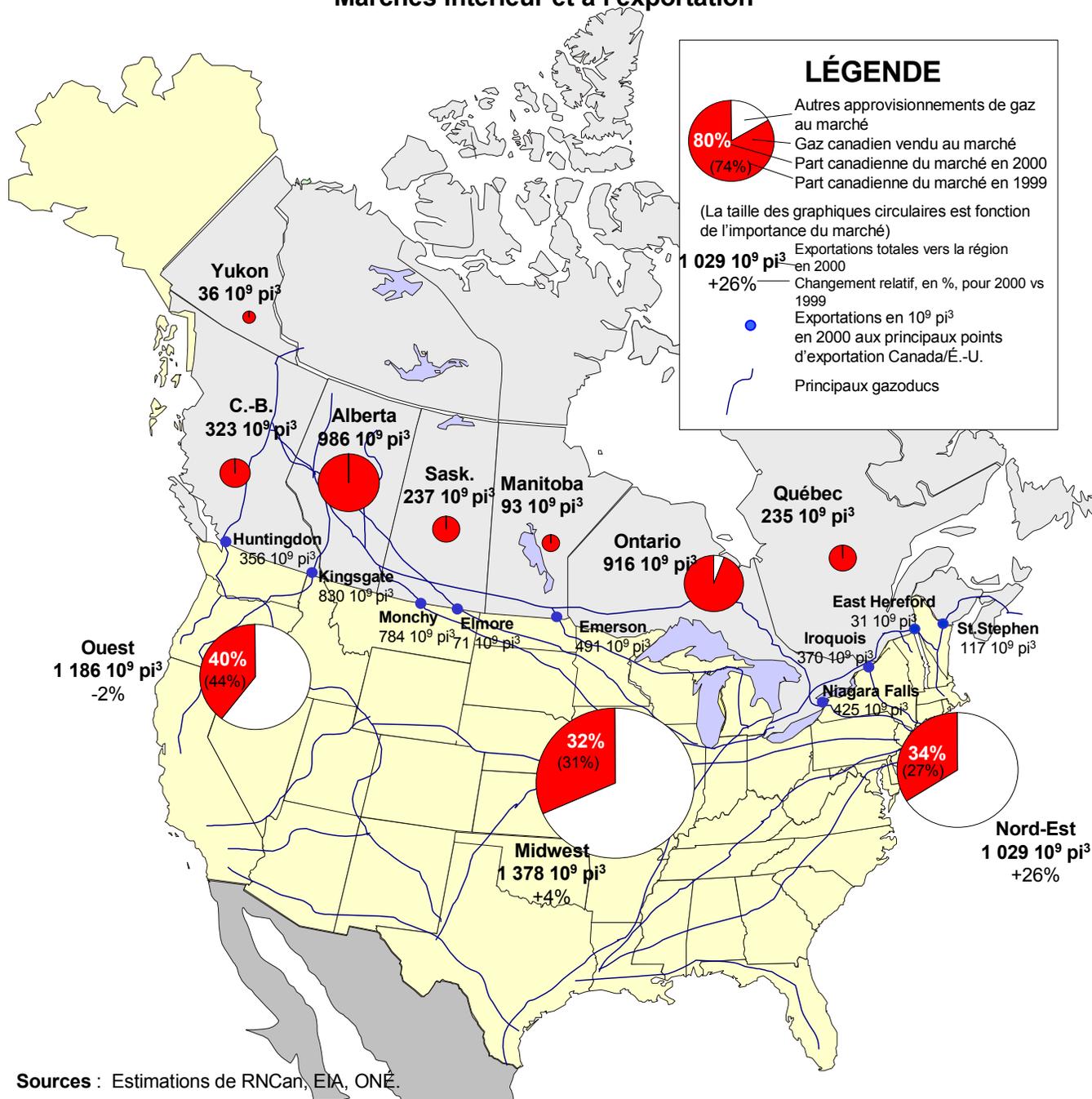
Les prix du pétrole brut ont une influence sur les prix du gaz naturel. En 2000, les prix du pétrole brut étaient élevés, ce qui a contribué au maintien des prix du gaz à des niveaux élevés.

En 2001, les prix du pétrole brut baissent. Selon les indices du marché des contrats à terme normalisés, les prix du pétrole brut continueront de baisser jusqu'à la fin de l'année.

Revue de 2000

Ventes canadiennes à l'exportation
et sur le marché intérieur

Figure 23
Marchés intérieur et à l'exportation



La carte présente l'importance et l'emplacement des ventes de gaz naturel canadien.

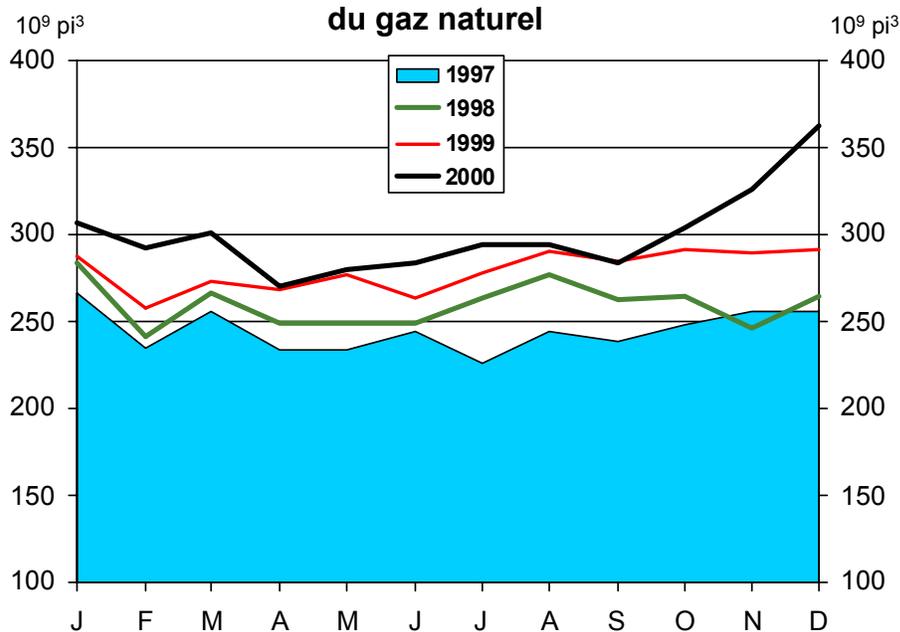
La majeure partie de la demande canadienne de gaz naturel est satisfaite par la production canadienne. En 2000, le Canada a importé $57 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ de gaz naturel, soit quelque 2 % de la demande canadienne.

Par ailleurs, les ventes canadiennes à l'exportation aux États-Unis ont représenté 16 % de la consommation totale américaine de gaz naturel.

En 2000, les ventes canadiennes à l'exportation à destination du Nord-Est des États-Unis ont augmenté de 26 % par suite du parachèvement du projet Sable Offshore Energy (au large de la côte de la Nouvelle-Écosse) et du pipeline Maritimes & Northeast à la fin de 1999.

Figure 24

**Tendances mensuelles d'exportation
du gaz naturel**



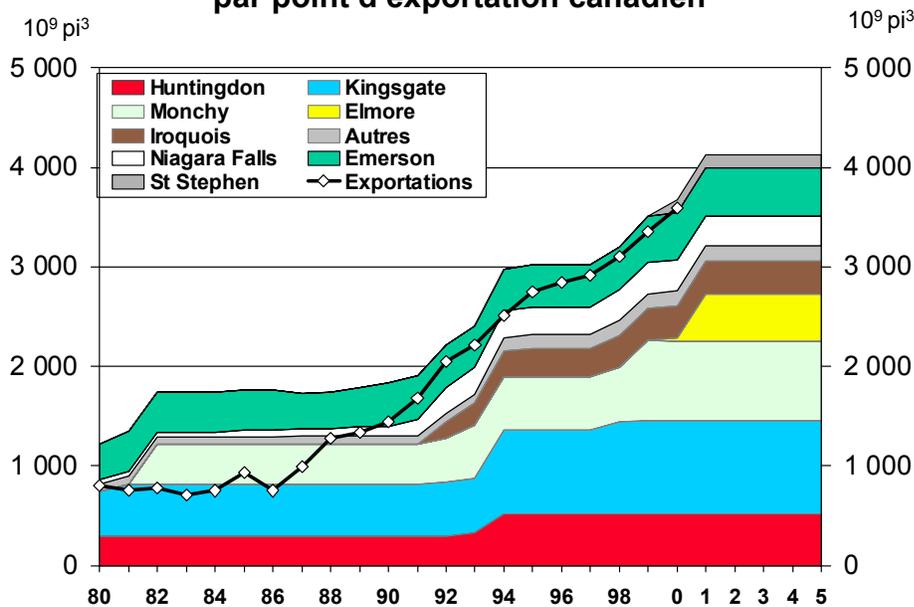
Source : ONÉ

Les exportations à destination des États-Unis sont passées de 3 350 10⁹ pi³ en 1999 à 3 593 10⁹ pi³ en 2000, soit une hausse de 7 %. Notre prévision de l'année dernière à 3 470 10⁹ pi³ était légèrement en deçà de la réalité.

Ce bond des ventes à l'exportation en novembre et en décembre 2000 est attribuable principalement à la mise en service du pipeline Alliance et à la vigueur de la demande américaine.

Figure 25

**Capacités pipelinières
par point d'exportation canadien**



Sources : ONÉ, estimations de RNCAN, sociétés pipelinières, documents réglementaires.

L'augmentation des ventes à l'exportation est le résultat de l'accroissement de la capacité pipelinière d'exportation.

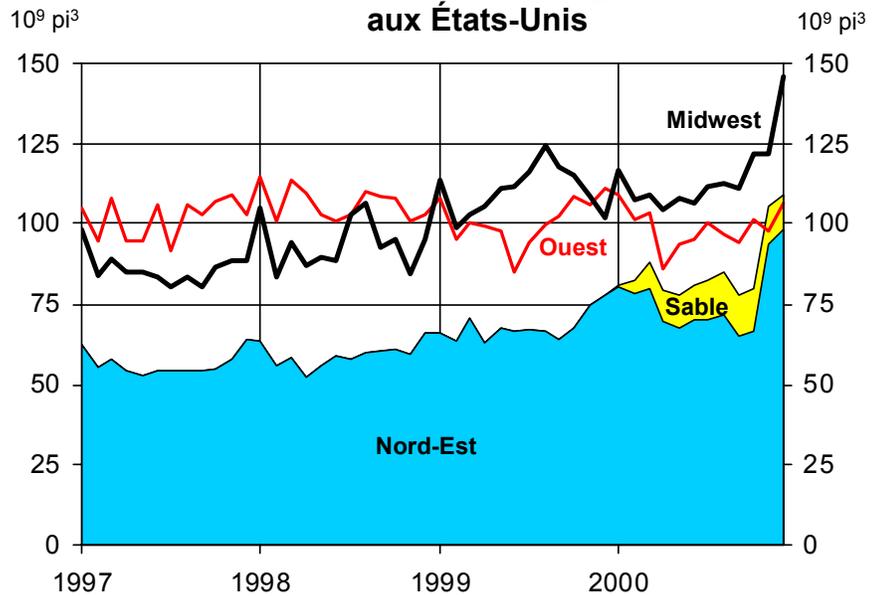
Le facteur de capacité d'exportation sont demeurés à quelque 90 %, mais les exportations ont augmenté par suite de l'accroissement de la capacité.

L'accroissement de la capacité en 2000 s'explique notamment par le démarrage de Maritimes & Northeast (point d'exportation St Stephen) et un mois de pleine capacité sur Alliance (point d'exportation Elmore).

En 2001, la capacité sera encore plus grande, alors qu'Alliance sera exploité tout au long des douze mois de l'année.

Figure 26

Exportations par région
aux États-Unis



Source : ONÉ

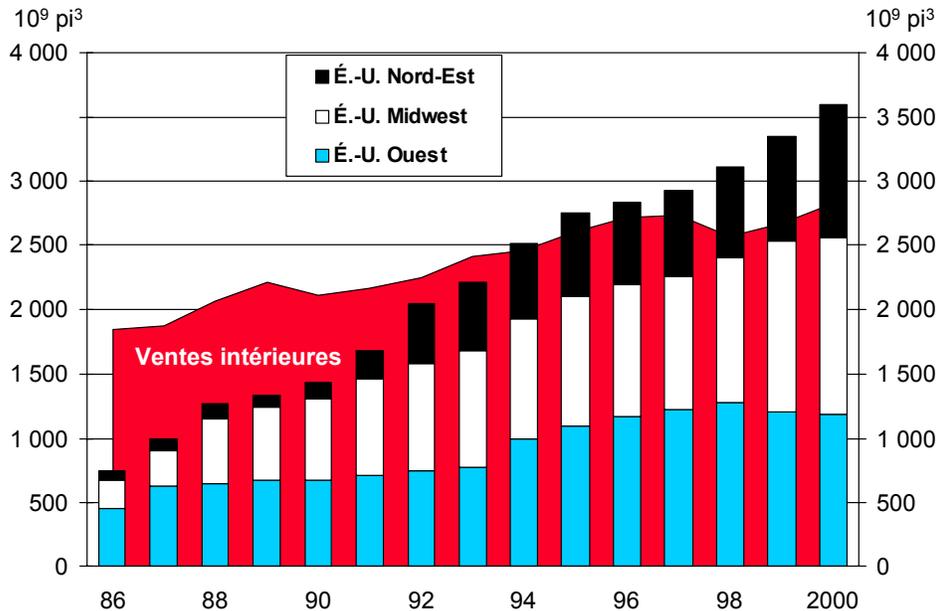
Par région, les exportations à destination du Nord-Est sont celles qui ont enregistré la plus forte hausse en 2000. 117 10⁹ pi³ des 213 10⁹ pi³ de la hausse enregistrée sont attribuables à la production fournie par les installations de production de l'île de Sable.

Les ventes à l'exportation destinées au Midwest se sont accrues de 51 10⁹ pi³ et elles ont déplacé en partie des ventes à l'exportation destinées à l'Ouest des États-Unis, qui ont baissé de 20 10⁹ pi³.

Les ventes à l'exportation destinées au Midwest devraient enregistrer une nette hausse en 2001 alors que la capacité du nouveau gazoduc Alliance deviendra disponible tout au long de l'année.

Figure 27

Ventes intérieures et à l'exportation



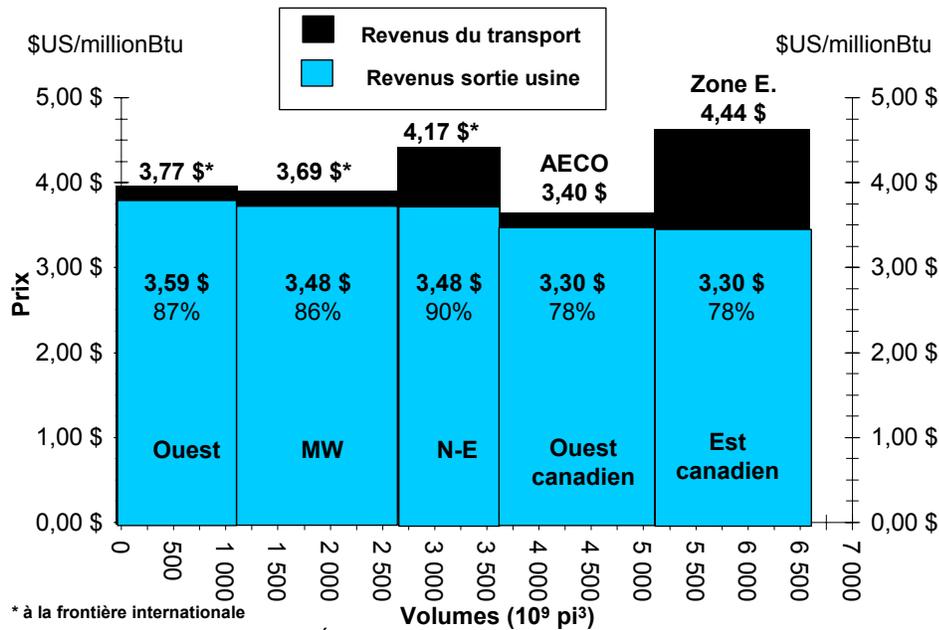
Sources : ONÉ, estimations de RNCan, Statistique Canada

En l'an 2000, il y a eu augmentation des ventes tant sur le marché intérieur qu'à l'exportation. Les ventes sur le marché intérieur ont augmenté de 157 10⁹ pi³, principalement en raison du temps plus froid.

En tout, les ventes à l'exportation ont augmenté de 244 10⁹ pi³.

En 2000, les ventes à l'exportation ont représenté 56 % du total des ventes de gaz naturel canadien.

Figure 28
Prix et volumes régionaux



* à la frontière internationale

Sources : Friedenber, ONÉ, estimations de RNCAN, Statistique Canada. **Nota :** Le prix de la zone Est est un prix à terme net, i.e., AECO plus droits pour un facteur de charge de 100% jusqu'à la zone Est.

La figure présente les rentrées nettes et l'évolution (en pourcentage) par rapport à 1999 (barres du bas), les prix à la frontière internationale (barres du haut) et les volumes (largeur des barres, échelle horizontale du bas en 10⁹ pi³) pour les ventes canadiennes sur les divers marchés.

En 2000, tous les prix de vente étaient nettement à la hausse.

Tableau 7
Prix sur le marché intérieur et à l'exportation

2000 Mois	Prix à l'exportation, à la frontière internationale				Prix amér.	Marchés canadiens			
	Ouest US/10 ⁶ Btu	MW US/10 ⁶ Btu	N.-E. US/10 ⁶ Btu	Moyenne US/10 ⁶ Btu	NYMEX US/10 ⁶ Btu	AECO CAN/GJ	AECO US/10 ⁶ Btu	Huntingdon US/10 ⁶ Btu	Westcoast St 2 US/10 ⁶ Btu
Janvier	2,26 \$	2,22 \$	2,81 \$	2,39 \$	2,34 \$	2,97 \$	2,16 \$	2,31 \$	2,18 \$
Février	2,29 \$	2,40 \$	2,98 \$	2,52 \$	2,61 \$	2,94 \$	2,14 \$	2,39 \$	2,24 \$
Mars	2,31 \$	2,40 \$	3,00 \$	2,55 \$	2,60 \$	3,14 \$	2,27 \$	2,32 \$	2,22 \$
Avril	2,67 \$	2,64 \$	3,19 \$	2,81 \$	2,90 \$	3,59 \$	2,58 \$	2,75 \$	2,59 \$
Mai	2,80 \$	2,84 \$	3,42 \$	2,99 \$	3,09 \$	3,82 \$	2,69 \$	2,73 \$	2,62 \$
Juin	3,38 \$	3,83 \$	4,30 \$	3,81 \$	4,41 \$	5,40 \$	3,86 \$	3,65 \$	3,85 \$
Juillet	3,71 \$	3,85 \$	4,26 \$	3,91 \$	4,37 \$	5,26 \$	3,76 \$	3,83 \$	3,68 \$
Août	3,26 \$	3,51 \$	4,06 \$	3,58 \$	3,82 \$	4,33 \$	3,08 \$	3,02 \$	2,95 \$
Septembre	3,77 \$	4,18 \$	4,63 \$	4,17 \$	4,62 \$	5,24 \$	3,72 \$	3,44 \$	3,38 \$
Octobre	4,49 \$	4,70 \$	5,25 \$	4,78 \$	5,32 \$	6,53 \$	4,56 \$	4,89 \$	4,64 \$
Novembre	4,78 \$	4,38 \$	4,94 \$	4,68 \$	4,54 \$	6,06 \$	4,15 \$	4,83 \$	4,67 \$
Décembre	9,12 \$	6,29 \$	6,32 \$	7,14 \$	6,02 \$	8,45 \$	5,86 \$	13,69 \$	5,11 \$
Moyenne 2000	3,77 \$	3,69 \$	4,17 \$	3,85 \$	3,89 \$	4,81 \$	3,40 \$	4,15 \$	3,34 \$
Moyenne 1999	2,09 \$	2,07 \$	2,55 \$	2,19 \$	2,27 \$	2,77 \$	1,96 \$	2,15 \$	1,94 \$
Changement %	80%	78%	64%	76%	71%	74%	73%	93%	72%

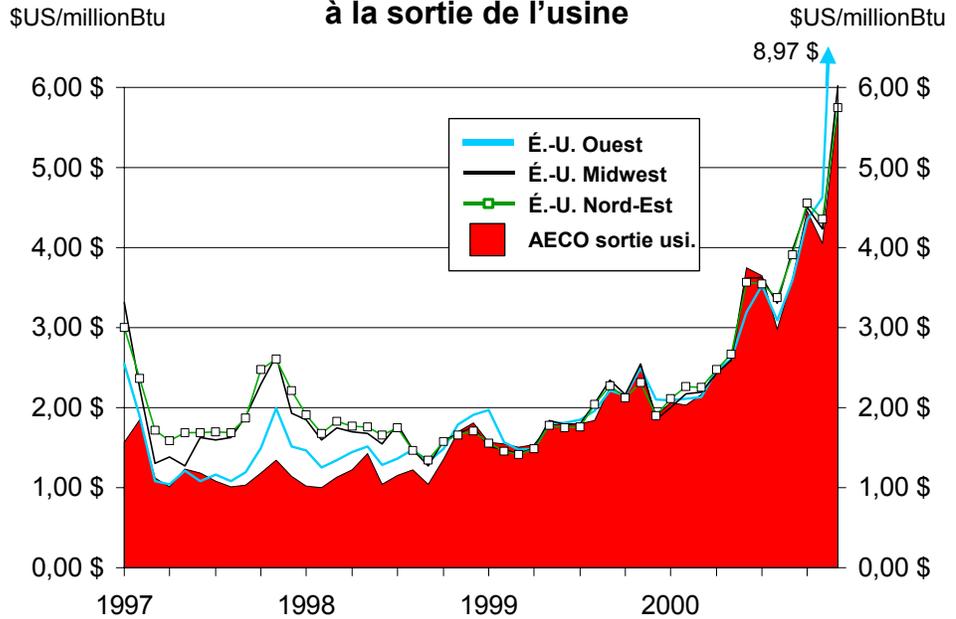
Sources : Friedenber, ONÉ, estimations de RNCAN

Les prix des exportations à la frontière internationale ont dans l'ensemble suivi la tendance du prix NYMEX. Les exportations destinées à l'Ouest américain ont atteint des prix supérieurs en novembre et en décembre 2000.

Les prix sur les marchés intérieurs ont également suivi le prix NYMEX, pour une bonne part. Toutefois, les prix à Huntingdon ont suivi les prix de l'Ouest américain en novembre et en décembre et ont été supérieurs. Les consommateurs de la Colombie-Britannique achètent habituellement une partie de leur gaz à des prix reflétant ceux du marché Huntingdon ou de la Station 2 de Westcoast.

Figure 29

Tendances des prix des rentrées nettes à la sortie de l'usine



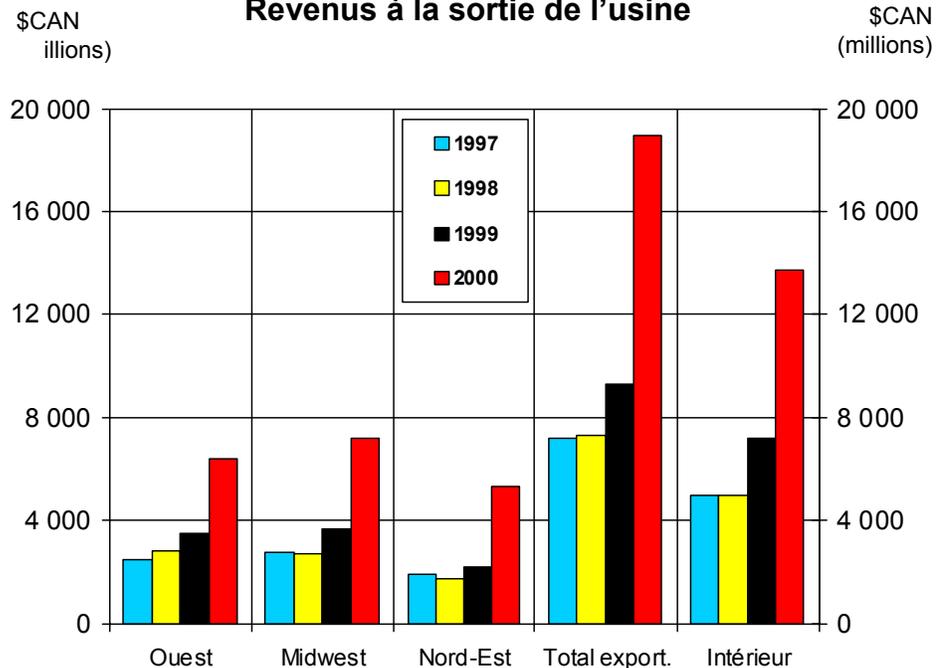
Sources : Friedenber, ONÉ, estimations RNCan

Vers la fin de 1998, il y a eu convergence des rentrées nettes par suite de l'ajout d'une capacité pipelinière d'exportation.

En 2000, les rentrées nettes sont demeurées semblables mais elles ont enregistré une très forte hausse avec le redressement des prix.

Figure 30

Revenus à la sortie de l'usine



Sources : Friedenber, ONÉ, estimations de RNCan, Statistique Canada

L'effet réuni de l'accroissement des ventes à l'exportation de gaz naturel, de la demande canadienne et des prix a une fois de plus propulsé les revenus des producteurs canadiens vers de nouveaux sommets.

En 2000, les revenus à la sortie de l'usine générés par les ventes à l'exportation ont plus que doublé, tout comme les revenus générés par les ventes sur le marché intérieur.

L'augmentation des flux monétaires des producteurs de gaz canadiens de l'Ouest explique en partie les niveaux élevés des forages gaziers constatés ces derniers mois.

Perspectives jusqu'en 2010

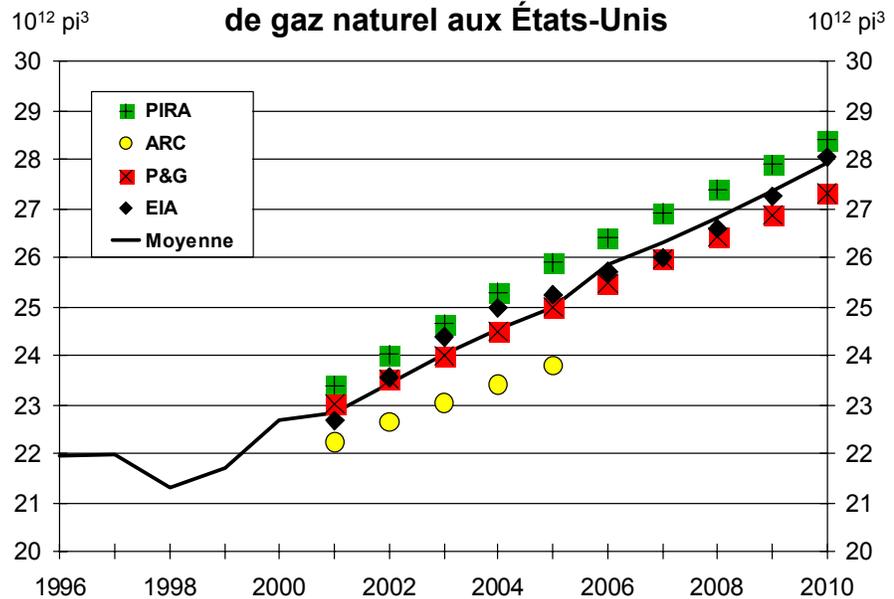
Demande de gaz naturel

Figure 31
Prévisions de la demande de gaz naturel aux États-Unis

La figure 31 présente quatre prévisions de la demande de gaz aux États-Unis ainsi que la moyenne des prévisions.

La moyenne des prévisions met en évidence une demande de gaz américaine de $28 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ vers 2010, soit une croissance moyenne de 2,5 % par année.

On retiendra que les quatre prévisions sont assez concordantes. Pour 2010, la différence entre la prévision supérieure et la prévision inférieure est d'à peine $1,1 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$, soit un écart de 4 %.



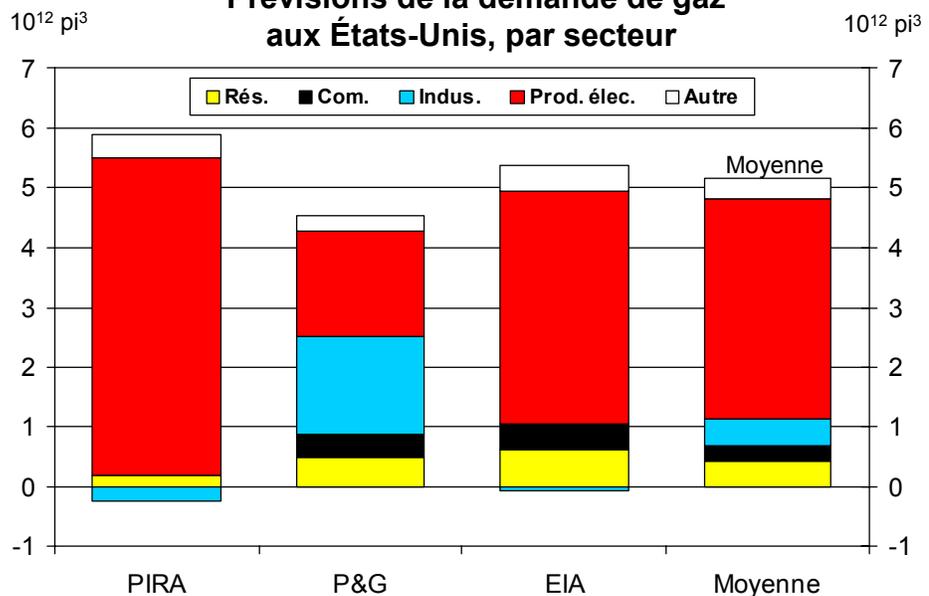
Sources : ARC, EIA, PIRA, P&G Nota : Données historiques de l'EIA.

Figure 32
Prévisions de la demande de gaz aux États-Unis, par secteur

Cette figure présente la répartition sectorielle de la croissance de la demande de gaz pour chaque prévisionniste.

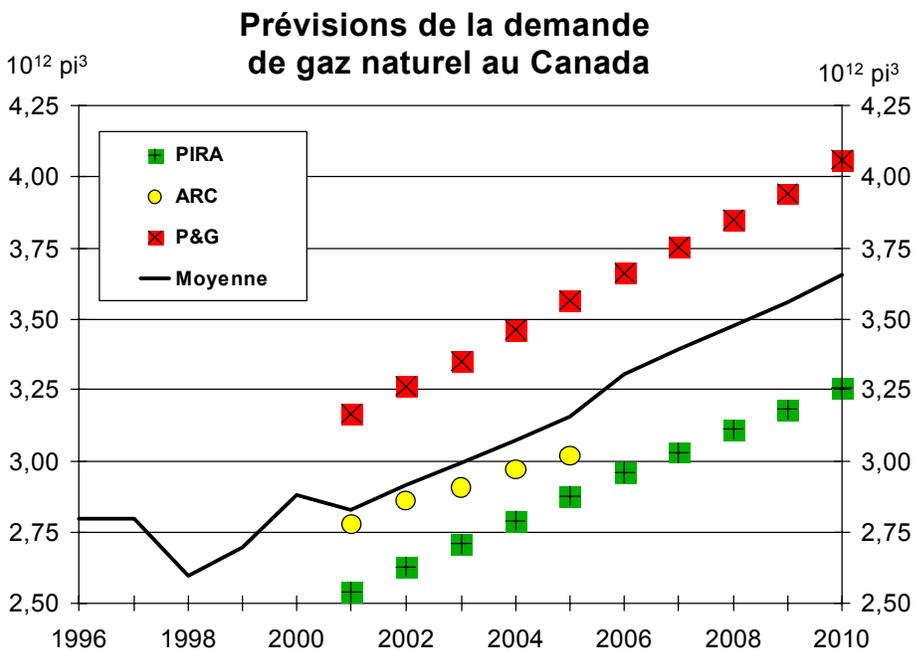
De manière plus spécifique, la demande réelle de 2000 pour chaque secteur est soustraite de la prévision faite par ce prévisionniste pour 2010.

On prévoit que la majeure partie de la croissance additionnelle de la demande de gaz américaine servira à la production d'électricité. Une bonne partie de celle-ci est destinée à la production d'électricité par des entreprises qui n'ont pas le statut de services publics et qui sont classées par certains prévisionnistes dans la catégorie « industrielle ».



Sources : EIA, PIRA, P&G. Nota : PIRA et l'EIA indiquent une demande de gaz accrue utilisée pour la production d'électricité par des services n'ayant pas le statut de services publics sous «Production d'électricité» alors que P&G regroupe cette demande sous «Industrielle».

Figure 33



La figure 33 présente trois prévisions de la demande canadienne de gaz. La moyenne indique que la demande canadienne atteindra 3,7 10¹² pi³ vers 2010, soit une croissance moyenne de 2,5 % par année.

Sources : ARC, PIRA, P&G Nota : Données historiques de Statistique Canada.

Tableau 8

Perspectives de la demande nord-américaine

	Demande réelle en 2000 10 ⁹ pi ³	Croissance annuelle 1995-2000 %	Taux de croissance à 2010 %	Demande additionnelle 2000-2010 10 ⁹ pi ³	Prévision de la demande 2010 10 ⁹ pi ³
Demande totale É.-U.	22 756	1,1%	2,1%	5 159	27 915
Exportations au Japon	64	-0,4%	0,0%	0	64
Exportations au Mexique	110	12,3%	0,0%	0	110
Demande canadienne	2 883	3,0%	2,5%	773	3 656
Total, Amérique du Nord	25 813	1,3%	2,1%	5 933	31 745

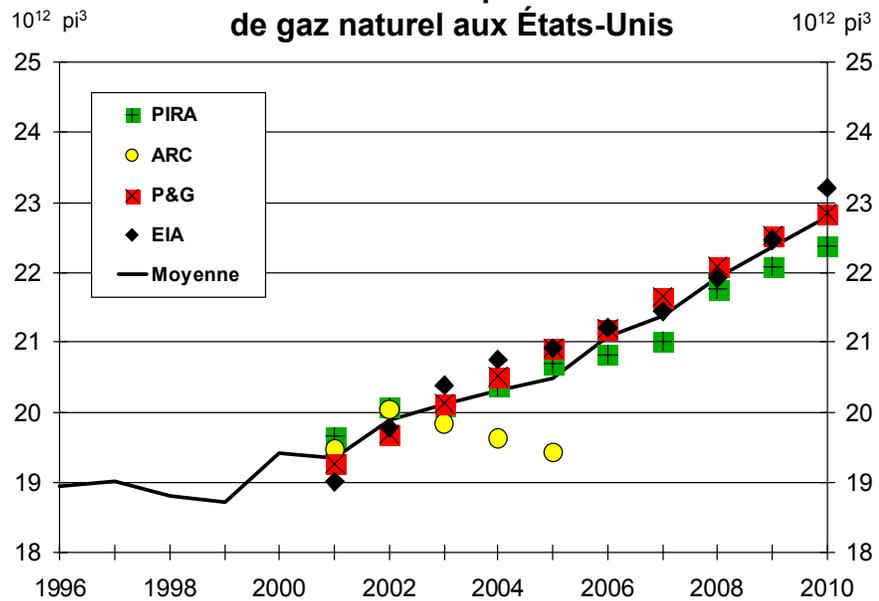
Lorsqu'on ajoute celle-ci à la demande américaine de gaz, on obtient une prévision de la demande américaine et canadienne réunie de gaz de 31,7 10¹² pi³ vers 2010. L'Amérique du Nord aurait donc besoin de 6 10¹² pi³ supplémentaires de gaz vers 2010.

Perspectives jusqu'en 2010

Offre de gaz naturel

Figure 34

Prévision de la production de gaz naturel aux États-Unis



Sources : ARC, EIA, PIRA, P&G Nota : Données historiques de l'EIA. Comprend les suppléments.

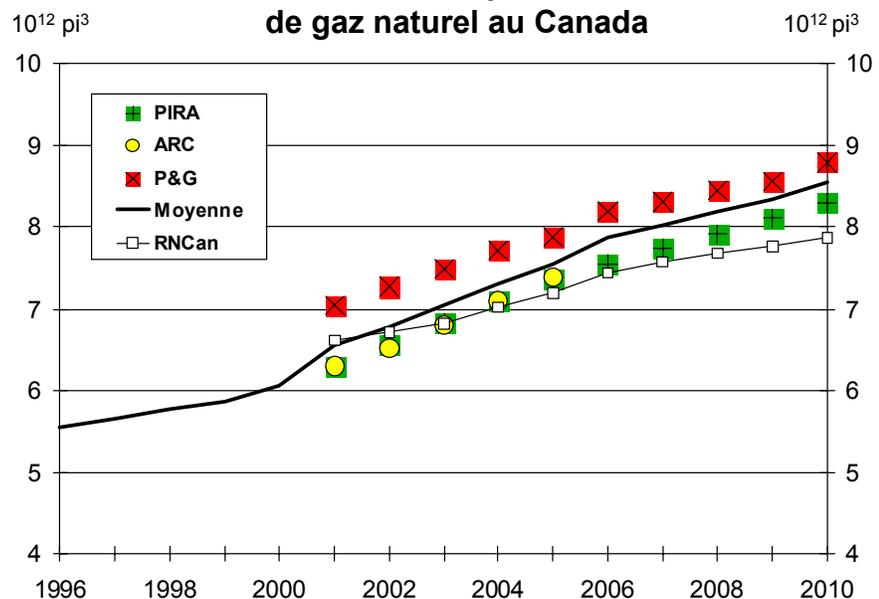
La figure 34 présente quatre prévisions de la production de gaz américaine. La moyenne indique que la production américaine s'accroîtra de 1,6 % par année au cours de la période.

Il y a de nettes différences d'opinions concernant la production de gaz américaine. Certains prévisionnistes incluent le gaz du Nord dans le panier, jusqu'en 2010, mais la plupart ne le font pas.

Cet éventail de prévisions permet de conclure à une incertitude concernant l'approvisionnement américain chez les observateurs de l'industrie.

Figure 35

Prévision de la production de gaz naturel au Canada



Sources : ARC, PIRA, P&G, RNCAN. Nota : Données historiques de Statistique Canada.

La figure 35 compare notre prévision de la production de gaz canadienne aux prévisions de trois autres organismes.

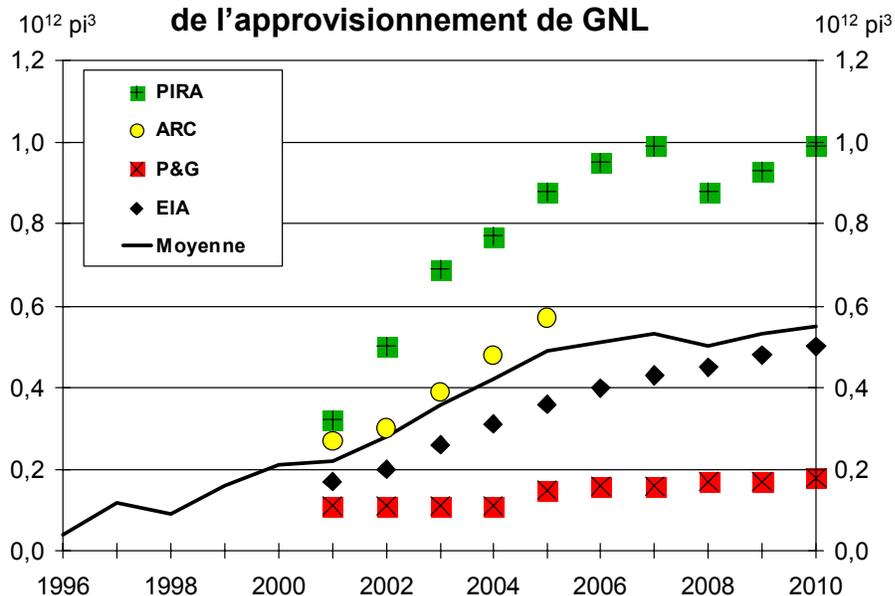
Nous prévoyons que la production atteindra 7,9 10¹² pi³ vers 2010, soit un accroissement annuel moyen de 2,6 %.

Notre prévision (RNCAN) est fondée sur la capacité pipelinière existante ou en voie de construction. Si une plus grande capacité est mise en œuvre, notre prévision sera en deçà de la réalité. On trouvera à la page 40 des renseignements supplémentaires sur la méthode utilisée par RNCAN pour établir la prévision de la production canadienne.

Figure 36

Prévisions

de l'approvisionnement de GNL



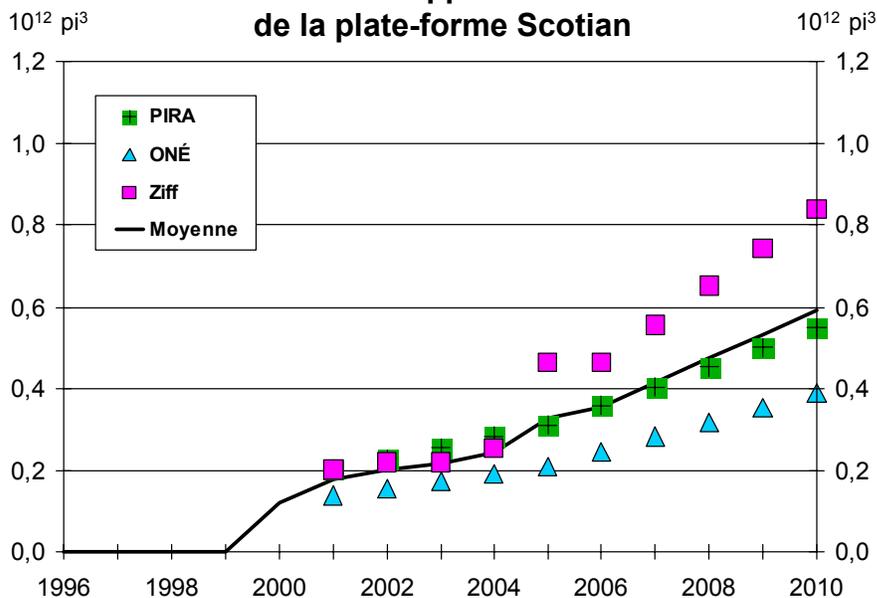
Sources: ARC, EIA, PIRA, P&G Nota : Données historiques de l'EIA.

Une moyenne des diverses prévisions indique que les importations de GNL aux États-Unis atteindront 0,6 10¹² pi³ (600 10⁹ pi³) vers 2010.

Il y a également de petites quantités d'approvisionnements disponibles à partir de sources supplémentaires (mélanges propane-air, et d'autres) et d'importations par pipeline depuis le Mexique. On prévoit que ces approvisionnements demeureront relativement mineurs au cours de la période de la perspective.

Figure 37

Prévisions de l'approvisionnement de la plate-forme Scotian



Sources : ONÉ, PIRA, Ziff Nota : Données historiques de l'OCNÉHE.

La plate-forme Néo-Écossaise est rapidement devenue tout aussi importante pour le marché gazier nord-américain que les GNL. Au cours de sa première année de production complète, le projet de l'île de Sable a produit quelque 121 10⁹ pi³ (de gaz commercialisable). Le projet de l'île de Sable a annoncé son intention d'accroître sa production et le PanCanadien a annoncé sa décision de commencer l'exploitation de Deep Panuke d'ici 2005.

Plusieurs prévisions de la production provenant de l'ensemble de la plate-forme Néo-Écossaise sont présentées. Il semble que cette région pourrait enregistrer un accroissement tout aussi rapide que l'approvisionnement en GNL.

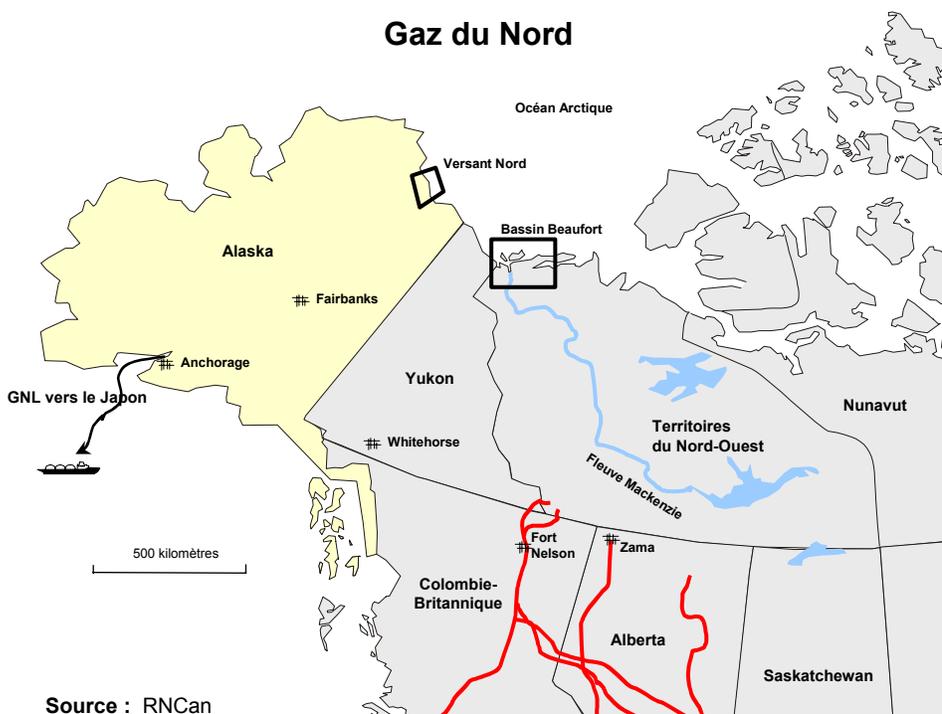
Figure 38
Gaz du Nord

Enfin, l'accroissement le plus important de l'approvisionnement gazier nouveau pourrait être fourni par le gaz du Nord. Bien que personne n'ait encore annoncé de projet, des sociétés poursuivent activement l'évaluation et la promotion des projets. Les prévisionnistes sont partagés quant à la possibilité que le gaz du Nord soit amené au marché vers la fin de la période de 2001-2010.

Nous savons que certains prévisionnistes procèdent actuellement à une réévaluation de leurs hypothèses concernant le gaz du Nord.

Un projet gazier du nord pourrait être considérable : de l'ordre de $4 \times 10^9 \text{ pi}^3$ par jour.

Le versant Nord de l'Alaska dispose actuellement d'une production ré-injectée de $7 \times 10^9 \text{ pi}^3$ par jour.



Source : RNCAN

Nous pourrions dire que le marché actuel est en transition, car il évalue si le gaz du Nord sera amené et, dans l'affirmative, quand il le sera. Un gazoduc du Nord provoquerait la restructuration de la plupart des hypothèses concernant la demande nord-américaine, l'approvisionnement et les prix.

Compte tenu de cette mise en garde, le « consensus » actuel concernant l'approvisionnement gazier nord-américain est celui que présente le tableau. Nous prévoyons que cet approvisionnement, ou cette offre, fluctuera au cours des quelques prochaines années.

Tableau 9
Perspectives de la production nord-américaine

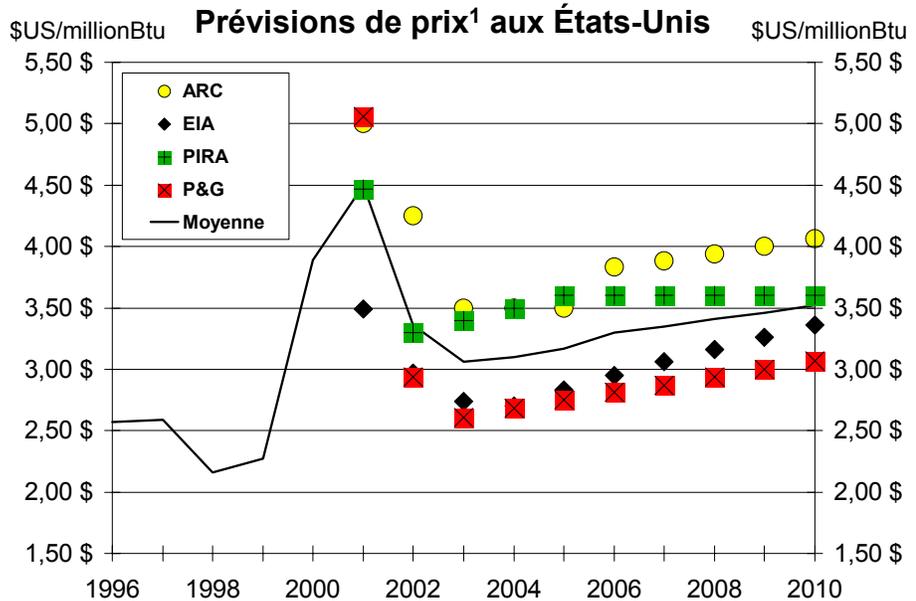
	Offre réelle en 2000 10^9 pi^3	Accroissement annuel en 1995-2000 %	Taux d'accroissement à 2010 %	Offre additionnelle 2000-2010 10^9 pi^3	Prévision de la production 2010 10^9 pi^3
Total É.-U.	19 419	0,8%	1,6%	3 387	22 806
Canada	6 057	2,5%	3,5%	2 486	8 543
GNL	208	26,2%	10,3%	346	554
Mexique	6	6,0%	-3,5%	0	6
OTAL	25 690	1,3%	0	6 219	31 909

É.-U. comprend les suppléments.

Perspectives jusqu'en 2010

Prix du gaz naturel

Figure 39



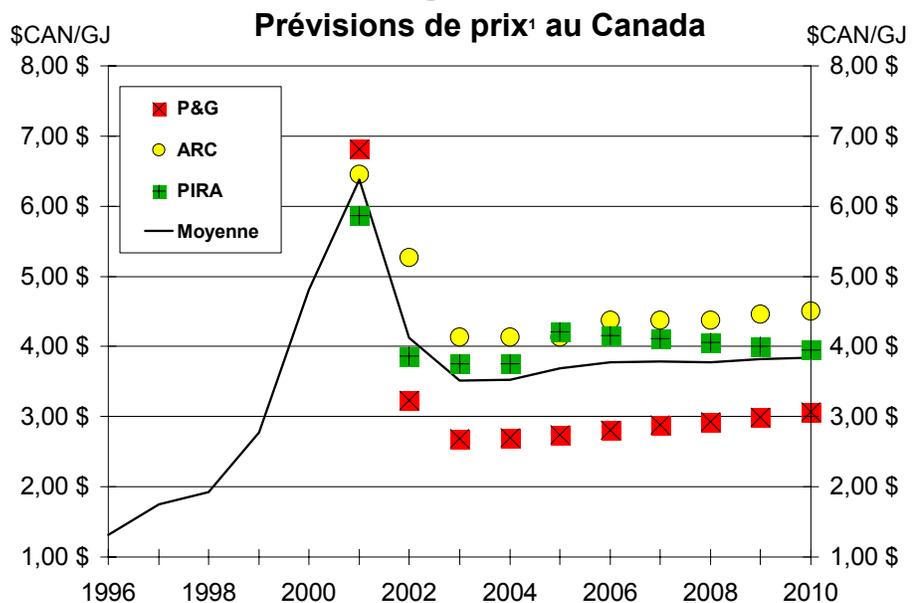
Sources : ARC, EIA, PIRA, P&G Nota 1 : Les prix 1996-00 sont les prix NYMEX réels de Friedenberg. Les prix de la prévision reprennent les prix de Henry Hub pour la côte du Golfe, sauf EIA, qui est un prix moyen à la tête du puits É.-U.. Certaines prévisions ont été converties de dollars constants en dollars historiques.

Il y a beaucoup d'incertitudes concernant le climat, la demande et le gaz du Nord. Un éventail d'opinions de l'industrie révèle qu'on s'attend à ce que la moyenne des prix américains (en dollars historiques) atteigne un sommet en 2001 pour ensuite revenir dans la plage des 3,00 \$ américains vers 2003, avant de remonter lentement à 3,50 \$ vers la fin de la période.

Comparativement à notre étude de l'année dernière, les prévisions de prix américains se sont nettement relevées. L'an dernier, la perspective du prix moyen pour 2010 était de 2,96 \$.

Un pipeline du Nord pourrait à nouveau modifier les prévisions de prix.

Figure 40



Sources : ARC, PIRA, P&G Nota 1 : Les prix 1996-2000 sont les prix AECO réels de Friedenberg. Les prix de la prévision sont ceux d'AECO. Certains prix sont des conversions de prix \$US. Le prix ARC était le prix à la tête du puits, auquel a été ajouté C\$0.15/GJ (droit type de tête du puits à AECO).

Selon un choix de prévisions, on s'attend à ce que les prix du gaz canadien atteignent un sommet en 2001 pour ensuite baisser dans la plage de 3,50 \$ CAN/GJ vers 2003. On s'attend à ce que les prix remontent ensuite lentement vers les 3,85 \$ vers 2010.

Comme dans le cas des États-Unis, les prévisions de prix sont nettement supérieures à celles de l'an dernier. La prévision du prix moyen pour 2010 n'était que de 2,76 \$ l'an dernier.

Perspectives jusqu'en 2010

Ventes canadiennes à l'exportation
et sur le marché intérieur

Tableau 10
Capacité pipelinière d'exportation

La capacité totale d'exportation physique a atteint 12 100 10⁶ pi³/j après l'achèvement du projet Alliance en décembre 2000.

La capacité d'exportation totale actuelle ne peut être satisfaite en raison d'une pénurie d'approvisionnement gazier. En raison de diverses contraintes, la capacité est rarement utilisée à des facteurs de charge de 100 %. Ces dernières années, le meilleur taux d'utilisation de la capacité d'exportation totale a été de quelque 95 %. On prévoit que l'utilisation de la capacité sera de quelque 86 % en 2001 et qu'elle atteindra 95 % en 2010.

10 ⁶ pi ³ /j	1998		1999		2000		2001 - 2010	
	Capacité à la fin de l'année	Accroissement	Capacité à la fin de l'année	Accroissement	Capacité à la fin de l'année	Accroissement	Capacité à la fin de l'année	
Huntingdon (Westcoast)	1 045	0	1 045	0	1 045	0	1 045	
Huntingdon (User Pipes)	380	0	380	0	380	0	380	
Kingsgate (Foothills/ANG)	2 582	0	2 582	0	2 582	0	2 582	
Total Ouest É.-U.	4 007	0	4 007	0	4 007	0	4 007	
Monchy (Foothills)	2 190	0	2 190	0	2 190	0	2 190	
Emerson (TCPL)	1 305	0	1 305	0	1 305	0	1 305	
Elmore (Alliance)	0	0	0	1 325	1 325	0	1 325	
Divers (voir nota)	300	0	300	0	300	0	300	
Total Midwest É.-U.	3 795	0	3 795	1 325	5 120	0	5 120	
Iroquois (TCPL)	883	0	883	8	891	3	894	
Niagara Falls (TCPL)	845	0	845	0	845	0	845	
Chippawa (TCPL)	500	0	500	0	500	0	500	
St. Stephen (MNP)	0	360	360	0	360	0	360	
E. Hereford (TCPL)	152	11	163	40	203	0	203	
Cornwall (TCPL)	63	0	63	0	63	0	63	
Napierville (TCPL)	61	0	61	0	61	0	61	
Phillipsburg (TCPL)	50	0	50	0	50	0	50	
Highwater (TCPL)	25	-25	0	0	0	0	0	
Total Nord-Est É.-U.	2 579	346	2 925	48	2 973	3	2 976	
Capacité totale (export.)	10 381	346	10 727	1 373	12 100	3	12 103	

Sources : Sociétés pipelinières. Nota : La capacité à la fin de l'année, exprimée en 10⁶ pi³/j, représente les volumes quotidiens approximatifs contractuels qui pouvaient être livrés le dernier jour de l'année. Les additions de capacité sont habituellement achevées le 1^{er} novembre. Le poste Divers, Midwest comprend neuf points d'exportation ayant une capacité supérieure à 500 10⁶ pi³/j. Ces points d'exportation n'étant pas destinés à une exploitation à des facteurs de charge élevés, un nombre inférieur est utilisé dans le tableau.

Tableau 11
Volume à l'exportation et sur le marché intérieur

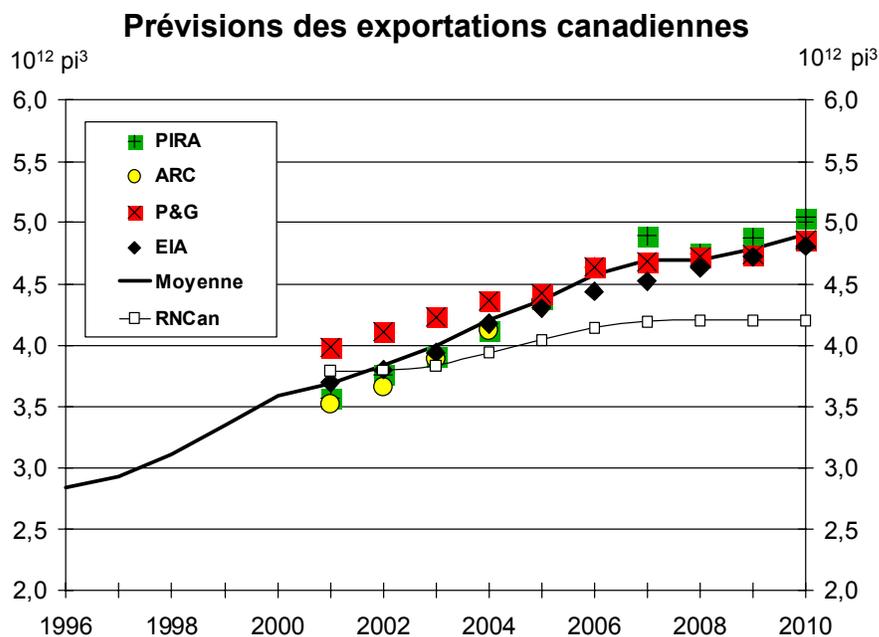
Le tableau 11 présente nos estimations des ventes canadiennes de gaz à l'exportation et sur le marché intérieur. Cette prévision repose sur la prémisse que la capacité pipelinière d'exportation décrite ci-avant est utilisée à certains facteurs de charge. Nous estimons ces facteurs de charge en nous fondant sur des facteurs marchands, sur des facteurs de charge antérieurs et sur d'autres facteurs.

Nous estimons que les exportations atteindront 4,2 10¹² pi³ vers 2010. Actuellement, aucune expansion additionnelle significative des ventes à l'exportation au-delà de 2000 n'a fait l'objet d'une demande déposée auprès des autorités de réglementation. Advenant d'autres expansions, notre prévision des ventes à l'exportation sera en deçà de la réalité.

(10 ⁹ pi ³)	1998	1999	2000	2001	2005	2010
Huntingdon (Westcoast)	423	402	356	385	408	473
Kingsgate (Foothills/ANG)	854	805	830	829	914	942
Total, Ouest É.-U.	1 277	1 207	1 186	1 214	1 322	1 416
Monchy (Foothills)	558	773	784	719	775	799
Emerson (TCPL)	485	487	491	429	462	476
Elmore (Alliance)			71	435	469	484
Divers	82	67	31	44	44	44
Total, Midwest É.-U.	1 125	1 327	1 378	1 627	1 750	1 803
Iroquois (TCPL)	318	357	370	326	326	326
Niagara Falls (TCPL)	305	361	424	395	395	395
Chippawa (TCPL)	44	44	37	39	46	55
St. Stephen (MNP)			117	125	125	125
E. Hereford (TCPL)		17	31	32	35	38
Cornwall (TCPL)	11	9	8	9	11	13
Napierville (TCPL)	17	19	19	20	20	22
Phillipsburg (TCPL)	5	6	8	8	9	11
Highwater (TCPL)	9	3	14			
Total, Nord-Est É.-U.	709	816	1 029	953	967	985
Total des exportations	3 111	3 349	3 593	3 794	4 040	4 204
Total, ventes intérieures	2 570	2 669	2 826	2 829	3 155	3 656
Total des ventes	5 682	6 018	6 419	6 623	7 195	7 861

Source : RNCAN

Figure 41



Sources : ARC, EIA, RNCAN, PIRA, P&G Nota : Données historiques de l'ONÉ.

Notre prévision des ventes à l'exportation (4,2 10¹² pi³ vers 2010) est nettement inférieure à ceux des prévisionnistes que nous avons étudiés.

Cela est vraisemblablement attribuable au fait que ces prévisionnistes supposent que le réseau pipelinier fera l'objet de travaux d'expansion.

Notre prévision ne suppose pas d'expansion de la capacité pipelinrière d'exportation avant 2010. Ainsi, notre prévision peut être considérée comme une prévision minimale des ventes à l'exportation, puisque certains projets d'expansion du réseau pipelinier seront vraisemblablement entrepris.

Tableau 12

Prévisions du revenu des exportations et sur le marché intérieur

VENTES A L'EXPORTATION :		Prix américain NYMEX (\$US/10 ⁶ Btu)	Prix d'exportation à la frontière internationale (\$US/10 ⁶ Btu)	Rentrées nettes d'exportation à la sortie de l'usine (\$US/10 ⁶ Btu)	Revenu d'exportation à la sortie de l'usine (Million \$US)	Revenu d'exportation à la sortie de l'usine (Million \$CAN)
Volumes exportés (10 ⁹ pi ³)						
1998	3 111	2,16 \$	1,92 \$	1,58 \$	4 930,86 \$	7 317,10 \$
1999	3 349	2,27 \$	2,19 \$	1,88 \$	6 299,30 \$	9 347,58 \$
2000	3 593	3,89 \$	3,85 \$	3,52 \$	12 660,11 \$	18 931,40 \$
2001	3 794	4,50 \$	4,33 \$	3,98 \$	15 111,98 \$	22 223,50 \$
2005	4 040	3,19 \$	3,02 \$	2,67 \$	10 786,80 \$	15 862,94 \$
2010	4 204	3,55 \$	3,38 \$	3,03 \$	12 738,12 \$	18 732,53 \$

VENTES INTÉRIEURES :		Prix albertain (\$US/10 ⁶ Btu)	Rentrées nettes à la sortie de l'usine (\$US/10 ⁶ 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)
Volumes intérieurs (10 ⁹ pi ³)						
1998	2 570	1,36 \$	1,26 \$	3 249,96 \$	4 820,35 \$	12 137,45 \$
1999	2 669	1,96 \$	1,85 \$	4 958,08 \$	7 365,21 \$	16 712,79 \$
2000	2 826	3,40 \$	3,30 \$	9 325,80 \$	13 714,41 \$	32 645,81 \$
2001	2 829	4,53 \$	4,41 \$	12 475,50 \$	18 346,32 \$	40 569,82 \$
2005	3 155	2,81 \$	2,69 \$	8 486,95 \$	12 480,81 \$	28 343,75 \$
2010	3 656	2,92 \$	2,80 \$	10 236,80 \$	15 054,12 \$	33 786,65 \$

Le tableau 12 présente nos estimations des revenus des producteurs à la sortie de l'usine pour les dix prochaines années, compte tenu des prévisions liées aux prix du gaz, aux volumes vendus à l'exportation et aux ventes sur le marché intérieur.

En 2000, le total des revenus des producteurs à la sortie de l'usine a augmenté de 95 %. Nous constatons un accroissement phénoménal des revenus des producteurs.

Si les prévisions de prix et de volume se concrétisent, les revenus des producteurs atteindront un sommet en 2001. Les revenus demeureront toutefois relativement élevés tout au long de la période de la perspective.

Nota : Les revenus réels générés par les exportations proviennent de données de l'ONÉ. Le calcul des rentrées nettes et des revenus des ventes intérieures est fondé sur les prix AECO dont on soustrait les droits de transport publiés. Les revenus futurs sont estimés comme suit : on retient que les rentrées nettes générées par les exportations futures sont alignées sur les prix NYMEX de la prévision (voir le rapport) et on soustrait 0,52 \$US. Les rentrées nettes ainsi obtenues sont ensuite multipliées par les ventes à l'exportation de la prévision. On retient que les rentrées nettes générées par les ventes intérieures futures seront alignées sur les prix albertains de la prévision (voir le rapport) et on soustrait 0,12 \$US. Les rentrées nettes ainsi obtenues sont ensuite multipliées par les ventes intérieures de la prévision. Hypothèse : 0,68 \$US par \$CAN pour 2001-2010.

Annexe

Demande américaine de gaz pour
le secteur industriel et la production d'électricité

Demande américaine de gaz pour le secteur industriel et la production d'électricité

Cette annexe présente la définition de plusieurs termes utilisés dans le présent rapport (par exemple au tableau 1 de la page 3), notamment des expressions suivantes :

- ◆ Demande de gaz industrielle
- ◆ Demande de gaz de transformation industrielle
- ◆ Demande à des fins de production d'électricité par des services d'électricité autre que des services publics (n'ayant pas le statut de services publics)
- ◆ Demande de gaz par des services publics pour la production d'électricité (SPÉ)
- ◆ Demande pour la production d'électricité

Ces expressions concernent uniquement la demande de gaz naturel aux États-Unis.

Nos renseignements concernant la demande américaine proviennent de l'Energy Information Administration (EIA), des États-Unis. L'EIA définit la demande de gaz industrielle comme suit :

le gaz utilisé pour le chauffage, pour la production d'électricité ou comme produit de départ ou charge chimique par les établissements manufacturiers ou par les entreprises engagées dans l'exploitation minière ou dans d'autres activités d'extraction minière, ainsi que par les consommateurs des domaines de l'agriculture, de la foresterie et des pêches. Sont également inclus dans la consommation industrielle les volumes de gaz naturel utilisés pour la production d'électricité par les services d'électricité soustraits à la réglementation.

La production d'électricité du secteur industriel peut être qualifiée comme étant une « production d'électricité par des services autres que des services publics ». Une certaine production d'électricité par des services n'ayant pas le statut de services publics se fait par cogénération. Dans une centrale de cogénération, le gaz sert à produire tant de la vapeur (chaleur industrielle) que de l'électricité. La majeure partie de la production d'électricité faite par des services n'ayant pas le statut de services publics est fait d'entreprises du secteur industriel, bien qu'une certaine production d'électricité se fasse également dans le secteur commercial.

Nous présentons la « demande industrielle » aux États-Unis, selon la définition de l'EIA, au tableau 1 du présent rapport.

Comme la « demande industrielle » inclut le gaz utilisé pour la production d'électricité, la définition ci-avant ne donne qu'une certaine idée de la dynamique du marché du gaz. Ainsi, par exemple, il peut être plus utile de connaître la quantité totale de gaz utilisé à des fins de production d'électricité, que cette production se fasse dans des installations de production réglementées ou non réglementées.

Par ailleurs, des installations de production réglementées aux États-Unis sont vendues à des entreprises non réglementées. Cela signifie que le gaz consommé dans une centrale électrique est classé sous la demande SPÉ une année, et sous la demande industrielle l'année suivante. Cela complique les comparaisons de la demande de gaz d'une année à l'autre.

Nous avons donc calculé la demande de gaz destiné à « la transformation industrielle », qui comprend uniquement le gaz utilisé par des sociétés industrielles à des fins de chauffage de locaux, de production de chaleur de transformation ou comme produit de départ ou charge pétrochimique. Cette demande est calculée comme suit :

La demande de gaz destiné à la transformation industrielle = la demande industrielle (EIA Natural Gas Monthly) moins la demande de gaz par des services n'ayant pas le statut de services publics (tableau 67, mars 2001, EIA Electric Power Monthly).

Ainsi, la demande de gaz destiné à la « transformation industrielle » comprend le gaz consommé dans le secteur industriel américain à des fins de production de chaleur de transformation, comme produit de départ ou comme charge ainsi que pour le chauffage des locaux. On retiendra que la demande de gaz destiné à « la transformation industrielle » telle que calculée ci-avant comprend également une partie du gaz consommé dans les centrales de cogénération, c'est-à-dire la partie utilisée pour produire une sortie thermique utile (de la vapeur par exemple).

Les centrales de cogénération produisent tant de l'électricité que de la vapeur. Pour les fins de son bulletin mensuel intitulé *Electric Power Monthly*, l'EIA attribue une partie du gaz consommé par les cogénérateurs à la production d'électricité, et une autre partie à une sortie thermique utile. Seul le gaz utilisé pour la production d'électricité est inclus dans le tableau 67 de la livraison de mars 2001 du bulletin de l'EIA, *Electric Power Monthly*. On retiendra que dans les livraisons plus anciennes du bulletin *Electric Power Monthly*, le tableau 67 comprenait tout le gaz consommé dans les centrales de cogénération.

L'EIA définit la production des services publics d'électricité (SPÉ) comme suit :

Comprend toutes les centrales des services publics d'électricité et de vapeur dont la capacité réunie est d'au moins cinquante mégawatts.

Comme cela ne comprend pas toute la production d'électricité, cela ne donne qu'une vision partielle des marchés du gaz. Nous définissons donc « la demande de gaz destiné à la production d'électricité » comme suit :

La demande de gaz destiné à la production d'électricité = la demande de gaz SPÉ (NGM de l'EIA) plus la demande de gaz des services d'électricité (qui n'ont pas le statut de services publics) (Electric Power Monthly, tableau 67).

Bibliographie / Sources / Acronymes

1. *Energy Update January 2001*, Advisory Research Capital (ARC), janvier 2001.
2. *Natural Gas Monthly*, Energy Information Administration (EIA), mars 2001.
3. *Annual Energy Outlook 2000*, EIA, décembre 2000.
4. *Natural Gas Annual 1999*, EIA, octobre 2000.
5. *Electric Power Monthly*, EIA, mars 2001.
6. *Guide statistique de l'énergie*, Statistique Canada et Ressources naturelles Canada (RNCan).
7. *Client Retainer Seminar 2000*, Petroleum Industry Research Associates (PIRA), octobre 2000.
8. *Études de consultation*, Ziff Energy, 2000 & 2001.
9. *Études de consultation*, Purvin & Gertz, 2000 & 2001.
10. *Statistical Handbook 1999*, Association canadienne des producteurs pétroliers.
11. *Climate Prediction Centre: Historical Degree Days*, National Oceanographic and Atmospheric Administration (NOAA), site Internet : www.cpc.ncep.noaa.gov.
12. *Production Summary Statistics 2000*, Minerals Management Services (MMS) site Internet : www.gomr.mms.gov.
13. *Statistiques sur les exportations*, inédit, Office national de l'énergie (ONÉ).
14. *Baker Hughes Rig Counts*, Baker Hughes, site Internet : www.bakerhughes.com.
15. *Canadian Natural Gas Focus*, Brent Friedenberg Associates.
16. *Weekly Storage Reports*, Gas Daily, citant des sondages de l'Association canadienne du gaz (ACG) et de l'American Gas Association (AGA) sur les volumes de stockage au Canada et aux États-Unis.
17. *Natural Gas Futures*, Gas Daily.
18. *Crude Oil Futures*, Globe and Mail.
19. *L'énergie au Canada, offre et demande jusqu'à 2025*, ONÉ, juin 1999.
20. *Transport et distribution du gaz naturel, 55-002*, Statistique Canada.
21. *Approvisionnement et disposition du pétrole brut et du gaz naturel, 26-006*, Statistique Canada.
22. *Taux de change*, Banque du Canada, site Internet : www.bankofcanada.ca.
23. *Daily Oil Bulletin*, site Internet de Nickle's: www.dailyoilbulletin.com.
24. *Texas Petrofacts*, Texas Railroad Commission (RRC) site Internet : www.rrc.state.tx.us.
25. *Production énergétique du gisement extracôtier de l'île de Sable*, Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, (OCNÉHE) site Internet : www.cnsopb.ns.ca