



Natural Resources
Canada

Ressources naturelles
Canada

Gaz naturel canadien

Revue de 2002 et perspectives à 2015

Novembre 2003

Division du gaz naturel

Direction des ressources pétrolières

Secteur de l'énergie

Canada¹¹

Avant-propos

Gaz naturel canadien : Revue du marché et perspectives 2002 est un document de travail annuel préparé par la Division du gaz naturel de Ressources naturelles Canada. Le document contient des résumés des tendances nord-américaines dans l'industrie du gaz naturel de même qu'un examen des exportations canadiennes de gaz. Le Mexique est en grande partie exclue du présent rapport.

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

Structure du rapport

Le corps du rapport est composé de graphiques accompagnés de brefs commentaires. Il s'agit d'une analyse structurée portant sur les éléments fondamentaux du marché (l'offre, la demande, etc.) de la dernière année (2002), ainsi que sur le court terme (2003/début de 2004) et le long terme (jusqu'en 2015). Nous avons d'abord procédé à cette analyse. Le sommaire, qui a été rédigé en dernier, reprend l'analyse effectuée dans la partie principale et fait le lien dans un texte cohérent. Ce sommaire, qui ne renferme aucun graphique, est présenté dans les premières pages du rapport.

Sources

Diverses sources ont été utilisées pour préparer le présent rapport, y compris des experts-conseils du secteur privé, des associations de l'industrie et des organismes gouvernementaux fédéraux au Canada et aux États-Unis (É.-U.). Nos principales sources de données statistiques sont de l'Office national de l'énergie (ONÉ), de la Energy Information Administration (EIA) et de Statistique Canada.

Certaines données pour 2002 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 2002 est d'environ 610 milliards de pieds cubes supérieure à la demande, de même en tenant compte des mouvements de stockage.

De plus, des changements spectaculaires ont été apportés aux données sur la production et la consommation aux États-Unis, ainsi qu'aux définitions et aux sources de données, entre la diffusion du numéro de mars et du numéro d'avril 2003 du Natural Gas Monthly (NGM) de l'EIA. Pour plus d'information sur ces changements, veuillez consulter le site Web de l'EIA : <http://www.eia.doe.gov/>

Présentation du rapport

Cette année, le rapport est présenté en format horizontal pour en faciliter la lecture à l'écran. La plupart des pages contiennent deux graphiques et le texte d'accompagnement.

Site Web de la Division du gaz naturel

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

Pour obtenir une copie

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

[Report also available in English](#)

Division du gaz naturel

Questions et commentaires

Tous les commentaires B propos de ce rapport sont les bienvenus et peuvent Ltre adressés B Kevin Fenech, au (613) 992-8377 ou B kfenech@nrcan.gc.ca, ou B John Foran, au (613) 992-8377 ou B jforan@nrcan.gc.ca, ou encore B Jason Beck au (613) 996-5411 ou B jbeck@nrcan.gc.ca.

Information concernant la Division du gaz naturel

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

La Division du gaz naturel et la Direction des ressources pétroliPres font partie du Secteur de l'énergie. Parmi les autres directions du Secteur de l'énergie, mentionnons la Direction des ressources électricité, la Direction de la politique énergétique (responsable des dossiers du changement climatique), l'Office de l'efficacité énergétique, le Bureau de recherche et de développement énergétiques et la Direction de la technologie de l'énergie de CANMET.

Le Secteur de l'énergie est l'un des quatre principaux secteurs de Ressources naturelles Canada, les autres étant le Secteur des sciences de la Terre (qui comprend la Commission géologique du Canada), le Secteur des minéraux et des métaux et le Service canadien des forLts.

La Division du gaz naturel fournit au ministre de Ressources naturelles Canada et au gouvernement fédéral de l'information et des conseils techniques, réglementaires, stratégiques et économiques sur les questions concernant le gaz naturel. La Division conseille également le Ministre sur les questions liées B ses obligations statutaires en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie et de la Loi sur la sécurité des transports. Elle gPre aussi le Secrétariat d'arbitrage sur les pipelines.

Division du gaz naturel, Personnes-ressources:

Directeur

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

Secrétarie

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

Personnel:

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

Jason Beck (613) 996-5411 jbeck@nrcan.gc.ca

Paul Cheliak (613) 995-0422 pcheliak@nrcan.gc.ca

Margaret deHaan (613) 947-6774 madehaan@nrcan.gc.ca

Kevin Fenech (613) 992-8377 kfenech@nrcan.gc.ca

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

Pierre Langlois (613) 947-4260 planglois@nrcan.gc.ca

Télécopieur: (613) 995-1913

Adresse postale:

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

Gaz naturel canadien
Revue de 2002 et perspectives à 2015

TABLE DES MATIÈRES

Sommaire.....	iii
 Revue de 2002	
Demande de gaz naturel.....	1
Offre de gaz naturel.....	9
Ressources et réserves de gaz naturel.....	17
Stockage de gaz naturel.....	23
Prix du gaz naturel.....	27
Ventes canadiennes à l'exportation et sur le marché intérieur.....	33
 Perspectives à court terme.....	 39
 Perspectives jusqu'en 2015	
Demande de gaz naturel.....	43
Offre de gaz naturel.....	47
Prix du gaz naturel.....	53
Ventes canadiennes à l'exportation et sur le marché intérieur.....	55
 Bibliographie/sources/acronymes.....	 61

Sommaire

Sommaire

Revue de 2002

La demande de gaz naturel était faible sur les marchés captifs au début de 2002 à cause de l'hiver exceptionnellement clément de 2001-2002. La demande de gaz manifestée par le secteur industriel était en baisse à cause du remaniement provoqué par les cours exceptionnellement élevés du gaz naturel en 2001, des inquiétudes que les prix du gaz continuaient à faire planer sur l'industrie et du ralentissement de la production industrielle. En dernier lieu, la demande de gaz aux fins de la production d'électricité avait fléchi, puisque l'utilisation du gaz à cette fin est surtout concentrée à l'été, et elle est invariablement faible en hiver et au printemps.

Sous l'effet d'une faible demande, les exploitants de parcs de réservoirs avaient en main des stocks relativement abondants au début de la saison d'injection de 2002. D'importants stocks se traduisent normalement par des cours faibles, si bien que, en début d'année, les prix se chiffraient à environ 2,50 \$US/million de BTU à Henry Hub et 3,50 \$CAN/GJ en Alberta. L'activité de forage, qui suit les cours, a été sensiblement plus faible que ce qu'elle avait été à la fin de 2000 et pendant la plupart de 2001. Le nombre d'installations de forage dénombrées aux États Unis en 2002 était en baisse de 30 % par rapport à 2001, et le nombre de puits de gaz canadiens complétés avait reculé de 20 %.

En arrière-plan, le marché reflétait que les puits de gaz naturel nord-américains en production tournaient essentiellement à plein régime. Ce rythme était normal en 2002 et résultait d'un resserrement progressif de l'équilibre entre la capacité de production et la demande au fil des ans, aussi

bien que d'une dépendance accrue envers le stockage du gaz et la fluctuation des cours (c.-à-d. la baisse de la demande) pour gérer les écarts temporaires entre l'offre et la demande.

A mesure que 2002 avançait, l'activité de forage demeurait faible, la demande peu élevée et les volumes stockés largement supérieurs aux moyennes quinquennales. En dépit des indicateurs de base relativement faibles susmentionnés, les prix ont amorcé une ascension au deuxième trimestre de 2002. Dès novembre, les cours du gaz américain à Henry Hub avaient franchi la barre des 4 \$US/million de BTU, tandis que les prix de l'Alberta dépassaient les 5 \$CAN/GJ.

En rétrospective, l'escalade semble s'expliquer principalement par des inquiétudes provoquées par le ralentissement du mouvement haussier de la production, conjuguées à la crainte que l'hiver 2002-2003 soit exceptionnellement froid. À notre avis, les préoccupations suscitées par l'offre nord-américaine sont devenues la question capitale sur le marché du gaz naturel en 2002.

Les inquiétudes qui planaient sur le marché au sujet de l'essoufflement de la production étaient dûes à la faible activité de forage, ainsi que des nombreux rapports émanant des médias, des administrations publiques et des instituts de recherche. À mesure que l'année progressait, les premières données parues ont révélé que la production était effectivement en chute. Dans l'ensemble, la production nord-américaine de 2002 était inférieure de 3 % à ce qu'elle avait été en 2001.

Sommaire

Marchés captifs en 2002

Les marchés captifs comprennent les marchés résidentiel et commercial. Il s'agit du secteur le plus volatile pour ce qui est de l'évolution de la demande d'une année sur l'autre, laquelle est attribuable entièrement aux conditions climatiques. Si les effets des conditions météorologiques étaient exclus, la demande du secteur serait constante, ce qui révèle qu'il est peu soumis aux changements structurels. Bien que le nombre de chaudières à gaz soit en hausse, l'efficacité énergétique des chaudières de remplacement fait que la demande corrigée des conditions climatiques ne varie pas sensiblement d'année en année.

Les conditions climatiques occasionnent de fortes variations de la demande dans le secteur d'une année civile à l'autre, lesquelles sont encore plus prononcées entre deux hivers consécutifs. Pour tout dire, il est trompeur de s'en remettre exclusivement aux changements qui surviennent au cours d'une année civile. Si la demande des marchés captifs en 2002 était légèrement supérieure à ce qu'elle avait été en 2001, elle a fait un bond de quelque 700 milliards de pi³ à l'hiver 2002-2003 en comparaison de l'hiver précédent. Ce bond énorme (700 milliards de pi³ correspondent à 3 % de l'ensemble de la demande nord-américaine de gaz) a été le principal facteur qui a porté les cours du gaz naturel à 9 \$US/million de BTU (Henry Hub) et 8,50 \$CAN/GJ (Alberta) en février 2003.

Secteur industriel en 2002

Le secteur industriel utilise le gaz comme charge chimique ou pour la transformation industrielle ou le chauffage, et une part modeste sert à la production d'électricité. La demande pour la transformation industrielle vise, entre autres, le gaz

utilisé pour la fonte ou le chauffage du métal, le séchage de la peinture, la fabrication d'aliments et de papier et la production d'engrais et de méthanol. À compter de la période de déclaration d'avril 2003, l'EIA s'est efforcée d'exclure les données sur la production d'électricité industrielle de la statistique du secteur industriel et de les intégrer plutôt à celles du secteur de la production d'électricité.

La demande de gaz du secteur industriel aux États Unis a chuté de 10 % en 2001, puis de 3 % en 2002. Elle est passée de 8 142 milliards de pi³ en 2000 à 7 178 milliards de pi³ en 2002, situation qui traduit une restructuration profonde de la demande de gaz.

Secteur de la production d'électricité en 2002

Le volume de gaz utilisé pour la production d'électricité a augmenté ces dernières années. La plupart des nouvelles centrales électriques installées en Amérique du Nord depuis quelques années sont alimentées à gaz, en raison de son échelonnabilité, de son coût en capital avantageux et du peu de conséquences qu'il présente pour le milieu naturel. La consommation de gaz pour la production d'électricité en Amérique du Nord (y compris la cogénération par des établissements industriels) a progressé de 4 % en 2002. La demande de gaz de cette catégorie est passée de 5 474 milliards de pi³ en 2000 à 5 800 milliards de pi³ en 2002, ce qui représente une hausse totale de 326, soit 6 %, au cours de la période.

Avant 2000, le cours du carburant auquel sont alimentées ces centrales était concurrentiel, mais les prix du gaz naturel font

Sommaire

problème récemment dans le secteur. Ce facteur serait éventuellement l'une des raisons qui expliquent le ralentissement de la croissance dans le domaine. La demande a crû en moyenne de 9 % par an de 1997 à 2000, mais elle n'a augmenté que de 3 % en 2001 et de 4 % en 2002.

Production américaine de gaz en 2002

La production de gaz varie énormément de mois en mois. Cette état situation peut masquer les tendances en émergence et oblige à prendre en considération la demande de gaz et la demande de production. Il arrive que la production diminue simplement en réponse à la demande et non pas pour cause de l'insuffisance de la capacité de production. Cela dit, si la production recule tandis que les cours sont élevés, on peut en déduire que la capacité d'augmentation de la production est simplement inexistante, sinon les producteurs en tireraient parti.

En 2002, la production américaine de gaz a diminué de 3,2 %, soit 629 milliards de pi³. La perte a été concentrée presque entièrement (529 milliards de pi³) dans les États de la côte du golfe, nommément le Texas, la Louisiane et l'Alabama, tant dans les zones de production extra-côtières que terrestres.

La cause de l'effondrement de la production était évidente : une activité réduite de forage gazier. En effet, le nombre d'installations de forage en mer sur la côte du golfe a diminué de 20 %, tandis que le nombre de complétions de puits de gaz sur terre au Texas a piqué de 6 %. Par contre, il n'était pas évident de comprendre pourquoi l'activité avait diminué par une telle marge. Les cours du gaz semblaient relativement intéressants en 2002 en comparaison des années antérieures.

Bien que les prix à Henry Hub aient reculé de 35 % par rapport à 2001, s'établissant à une moyenne de 3,80 \$US/million de BTU en 2002, ils demeuraient sensiblement supérieurs à ce qu'ils avaient été au cours de toutes les années antérieures, exception faite de 2000 et 2001. Un cours de 3,80 \$ aurait été suffisant pour déclencher un boom de forage dans les années 1990, mais tel n'était pas le cas en 2002. Les choses ont bien changé.

Production canadienne de gaz en 2002

La production canadienne de gaz était stable en 2002. Comme c'était le cas aux États Unis, les niveaux de production au Canada étaient quelque peu décevants, compte tenu de cours relativement robustes et de niveaux d'activité de forage gazier sensiblement supérieurs à ceux des années 1990. La production canadienne était en baisse de 1 % en 2002 - une baisse de 1,1 % dans l'Ouest canadien et une hausse de 2,8 % de la plate-forme Scotian.

En 2002, le nombre de puits de gaz complétés Canada a reculé de 20 %. Environ 75 % des forages canadiens ont eu lieu dans des zones à gisements peu profonds. Ces dernières années, le forage gazier au Canada s'est concentré de plus en plus dans les zones de la Saskatchewan et de l'est de l'Alberta où les gisements sont peu profonds et relativement moins productifs. Le forage de puits de cette nature est peu coûteux et très profitable, bien que les puits produisent peu de gaz et qu'une forte multiplication de leur nombre augmente peu la production globale.

L'année a également été marquée par des déceptions de

Sommaire

grande visibilité, qui ont nourri le malaise vis à vis de l'offre canadienne. Plusieurs puits coûteux au large de la Nouvelle Écosse se sont révélés être des trous secs, et EnCana a fait savoir qu'elle mettait en veilleuse son projet de production hauturière de Deep Panuke. Dans l'Ouest canadien, la production de l'important champ gazifère de Ladyfern a chuté vertigineusement après 2,5 années d'activité seulement.

Pendant, toutes les initiatives n'ont pas échoué. EnCana a annoncé la mise en exploitation du gisement de Greater Sierra dans le nord-ouest de la Colombie Britannique, où elle est pourrait peut-être récupérer plus de la moitié d'un gisement gazifère estimatif de 5 billions de pi³. Qui plus est, plusieurs entreprises ont lancé des projets pilotes de production de méthane à partir de gisements houillers.

Par ailleurs, l'industrie de la production, tant au Canada qu'aux États Unis, semble foncièrement différente de ce qu'elle était dans les années 1990.

Réserves en 2002

Les données sur les réserves paraissent environ un an après coup. Les réserves prouvées des États Unis s'établissaient à 183,5 billions de pi³ le 1^{er} janvier 2002, soit 3,4 % de plus qu'un an plus tôt. Les réserves prouvées canadiennes à pareille date étaient de 60,1 billions de pi³, à savoir 1 % de plus que ce qu'elles avaient été voilà un an. Les réserves ont crû légèrement, comme les nouvelles réserves prouvées qui ont été recensées étaient supérieures à la production.

Les tendances suivies par les réserves sont un excellent indicateur de la production future. Par le passé, des additions

aux réserves supérieures à la production étaient le signe de hausses futures de cette dernière. Comme les additions aux réserves des dernières années ont été à peu près égales à la production, la situation semble annoncer une offre stable à moyen terme.

Stockage en 2002

Le temps doux et la faible demande sur les marchés captifs constatés au début de 2002 se sont traduits par des prélèvements sur les stocks inférieurs à la normale. Il suit que les stocks s'élevaient déjà à 1 656 milliards de pi³ au début de la saison d'injection en avril 2002. La donnée normale pour cette période de l'année est d'environ 1 260 milliards de pi³. Par conséquent, les injections de 2002 n'ont pas été aussi importantes qu'elles le sont au cours d'une saison-type d'injection. Les stocks ont atteint un sommet, 3 579 milliards de pi³, au début de novembre, donnée qui ne dépasse que légèrement le niveau normal de 3 484 milliards de pi³.

Le temps froid a occasionné d'importants prélèvements sur les stocks au cours de la saison. À la fin de 2002, les stocks étaient inférieurs de 557 milliards de pi³ à ce qu'ils avaient été à pareille date en 2001. À la fin de la saison de chauffage (avril 2003), la marge négative se situait à 898 milliards de pi³ en comparaison d'avril 2002. À mesure que les niveaux stockés ont chuté par rapport à ce qu'ils étaient un an plus tôt et aux niveaux normaux, les prix ont augmenté.

Prix en 2002

Les cours de 2002 ont été largement inférieurs en moyenne à ceux de 2001, soit de 25 % pour ce qui est du marché à terme NYMEX et de 35 % en Alberta.

Sommaire

Les cours du gaz naturel sont devenus très volatiles depuis trois ans, ce dont témoigne l'écart entre les cours mensuels les plus faibles et les plus élevés en 2002. Les prix à Henry Hub se chiffraient à 2 \$US/million de BTU en février et à 4,14 \$ en décembre. Pour leur part, les prix de l'Alberta sont passés de 2,58 \$CAN/GJ en août à 5,29 \$ en novembre.

Le niveau des stocks est le principal facteur qui influence les prix nord-américains du gaz naturel. Au début 2002, il était élevé par rapport au niveau normal constaté au printemps, et les cours étaient faibles. À la fin 2002, il était faible, et les cours ont fortement augmenté.

Étant donné que de nombreux producteurs d'électricité et entreprises industrielles peuvent substituer au gaz des carburants dérivés du pétrole brut, les prix mondiaux de celui-ci influent sur la demande de gaz et ses cours. Au début de 2002, les prix du pétrole brut West Texas Intermediate se situaient entre 20 et 25 \$US par baril. À la fin 2002, au moment où la guerre d'Iraq pointait à l'horizon, il avait franchi le cap des 30 \$. Ainsi, les cours élevés du pétrole ont également influencé à la hausse les prix du gaz à la fin 2002.

À l'échelle régionale, le prix du gaz dans les Rocheuses est tombé bien en deçà des autres cours du marché en 2002. Cela s'explique par deux raisons : d'abord, la reprise de la production d'hydroélectricité à l'été 2002 a diminué la demande de production dans les Rocheuses; deuxièmement, la production de la région est demeurée coincée du fait qu'elle dépassait la capacité des gazoducs de sortie. Les écarts de prix entre les Rocheuses et Henry Hub sont passés de 0,16 \$US/million de BTU en janvier 2002 à 2,38 \$ en octobre.

Comme les cours en vigueur dans les Rocheuses déterminent les prix dans les États du Nord-Ouest de la côte pacifique et en Californie (marchés importants du gaz canadien), la situation se répercute sur les prix à l'exportation et les prix intérieurs du gaz canadien. Les cours du gaz au Canada sont influencés par les prix pratiqués aux États-Unis, étant donné que les acheteurs canadiens doivent proposer des prix tels que les producteurs canadiens toucheront des revenus nets équivalents à ceux qu'ils peuvent réaliser aux États-Unis.

En 2002, les revenus nets provenant des États du Midwest et du Nord-Est des États-Unis étaient intéressants, au contraire de ceux qu'ont engendrés les États du Nord-Ouest de la côte pacifique et de la Californie. Pour cette raison, les acheteurs intérieurs n'avaient qu'à égaler des revenus nets moindres, situation qui a conduit au fléchissement des cours canadiens, si bien que les écarts de prix entre l'Alberta et Henry Hub sont passés de 0,24 \$CAN/GJ en février à 1,85 \$ en août.

Exportations en 2002

Le volume des exportations canadiennes à destination des États Unis, 3 755 milliards de pi³, était sensiblement inchangé en 2002 en regard de 2001. Comme les importations canadiennes de gaz américain ont augmenté de 45 milliards de pi³, les exportations canadiennes nettes vers les États Unis ont diminué légèrement, passant de 3 500 milliards de pi³ en 2001 à 3 483 en 2002.

Les recettes d'exportation se sont effondrées sous l'effet de cours moyens réduits en 2002 par rapport à 2001. Elles sont passées à 16,1 milliards de dollars canadiens, de 22,8 milliards qu'elles étaient.

Sommaire

À l'échelle régionale, les exportations à destination des États de l'Ouest américain ont reculé, les exportateurs ayant choisi plutôt de destiner leur gaz aux États du Midwest ou du Nord Est, afin de bénéficier de cours et de revenus nets sensiblement plus élevés.

Perspectives à court terme

Deux facteurs promettent de dominer les cours du gaz naturel à court terme, soit jusqu'à la fin de l'hiver 2003-2004. Il s'agit, nommément, du faible niveau des stocks et des conditions météorologiques. Deux autres facteurs interviendront : la croissance de la production de gaz naturel et les cours mondiaux du pétrole brut.

Le niveau des stocks et les conditions météorologiques concernent principalement les marchés captifs, à savoir les secteurs résidentiel et commercial. Le mode de fonctionnement du marché nord-américain répond d'abord à la demande des marchés captifs. Ces derniers ne peuvent substituer un carburant à l'autre et achèteront du gaz, même à fort prix.

L'offre excédentaire est ensuite absorbée par les industries et les producteurs d'électricité, qui constituent le secteur non captif. Si l'offre excédentaire est limitée, les cours augmentent, ce qui a pour effet de rationner l'offre en encourageant la fermeture des établissements non captifs ou la substitution d'un carburant autre au gaz. Si l'offre de gaz est relativement abondante, les prix diminuent afin d'inciter les clients non captifs à opter à nouveau pour le gaz.

Compte tenu du faible niveau des stocks nord-américains le 1^{er} avril 2003, les injections devraient totaliser 2 750 milliards de pi³ pour qu'ils atteignent 3,5 billions de pi³ avant le 1^{er} novembre 2003. Cette situation était le contraire de celle de 2002, année où les besoins en injections ne s'établissaient qu'à 1 844 milliards de pi³ le 1^{er} avril.

Heureusement, les injections ont atteint des niveaux records au cours de l'été. Le niveau des stocks enregistré le 1^{er} septembre montre que l'industrie est en mesure d'atteindre l'objectif de 3,5 billions de pi³ avant le 1^{er} novembre 2003.

Comme c'est toujours le cas, les conditions que nous connaissons à l'hiver 2003-2004 sont susceptibles d'influencer les prix à la hausse ou à la baisse. Compte tenu de tous les scénarios prévisibles touchant à l'offre de gaz en 2003-2004, les cours seront élevés si l'hiver est extrêmement froid en comparaison de la normale. Au contraire, ils fléchiront si l'hiver est clément.

Même si nous connaissons des cours du gaz majorés au cours de l'hiver, seul l'effet conjugué d'un été clément et de compressions pratiquées par le secteur industriel en aura empêché l'éventuelle flambée.

Les deux autres facteurs importants, soit la production de gaz et les cours du pétrole, pourraient influencer sur les marchés si les quantités stockées et les conditions climatiques ne sont pas des facteurs décisifs, à savoir si elles sont normales.

L'an dernier, la faible progression de la production de gaz a favorisé à la hausse les cours du gaz en Amérique du Nord. Si

Sommaire

l'expansion de la production dépasse la progression de la demande des marchés captifs, les prix baisseront de manière à inciter les industries et les producteurs d'électricité à opter à nouveau pour le gaz. Au contraire, si l'expansion de la demande des marchés captifs dépasse le niveau de croissance de la production, les stocks seront consommés et les cours s'envoleront.

Vers la fin de 2002, les prix élevés du pétrole tendaient à freiner la substitution du pétrole au gaz dans le secteur non captif et à favoriser des cours élevés du gaz naturel. Au lendemain de la guerre d'Iraq, les cours mondiaux du pétrole brut demeurent de l'ordre de 30 \$US par baril. Des cours moindres du pétrole brut en 2003 et 2004 pourraient influencer à la baisse les prix nord-américains du gaz naturel.

Tout compte fait, les prix du gaz naturel seront vraisemblablement modérés au cours de l'hiver qui vient, les cours de référence américains devant se chiffrer en moyenne à 4,30 \$US/million de BTU à court terme.

Perspectives jusqu'en 2015

Nous avons fondé nos perspectives à long terme des éléments fondamentaux de la demande de gaz sur les prévisions établies par divers 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 en 2015 sera égale à la moyenne de certaines prévisions de la demande de 2015.

On s'attend à ce que la demande américaine de gaz en 2015 atteigne 28 billions de pi³ et que la demande canadienne

s'élève 4,2 billions de pi³, soit un total de 32,2 billions de pi³ pour le marché nord-américain. Cela représenterait une augmentation de 9,3 billions de pi³ par rapport à la demande de 2002. La majeure partie de la hausse sera probablement imputable au secteur industriel et à celui de la production d'électricité (services publics et privés de production d'électricité).

On répondra à la demande par une production américaine de gaz de 21,1 billions de pi³, une production de l'Ouest canadien de 6,5 billions de pi³, un niveau de production de la plate-forme Scotian de 0,7 billion de pi³, un niveau de production du delta de Mackenzie de 0,6 billion de pi³ et des exportations vers les États Unis de plus de 2 billions de pi³ de GNL.

En comparaison de notre rapport de l'an dernier, les prévisions de production nord-américain ont été révisées en baisse. De plus en comparaison des prévisions de l'an dernier (1,2 billion de pi³ de GNL d'ici à 2010), le GNL est désormais considéré comme une source beaucoup plus importante de l'offre future de gaz nord-américain.

Les prévisions d'offre canadiennes ne comprennent pas d'importation de GNL du Canada ou de production de gaz naturel de Terre-Neuve.

Cette année, le gaz provenant du delta du Mackenzie est compris dans les prévisions de la production canadienne. La moyenne de trois prévisions montre que la production du delta s'élèvera à 0,62 billion de pi³, soit près de 1,6 milliard de pi³ par jour d'ici à 2015.

Sommaire

Peu de prévisionnistes ont inclus le gaz de l'Alaska dans l'offre américaine d'ici à 2015, mais ils réévaluent constamment la situation.

Selon les prévisions, les cours (nominaux) du gaz naturel américain sont censés s'établir en moyenne à 4,25 \$US/million de BTU en 2003, pour ensuite passer aux environs de 4,60 \$ en 2015. Les prix (nominaux) de l'Alberta s'établiront en moyenne à 5,50 \$CAN/GJ en 2003, le prix moyen de la période prévisionnelle étant de 5 \$. Les cours prévus ont grimpé légèrement en comparaison du rapport de l'an dernier.

Plusieurs projets d'expansion des gazoducs d'exportation canadiens, quoique relativement modestes, sont prévus, et ils sont pris en compte dans nos prévisions. Ces dernières n'englobent pas la capacité accrue des pipelines tant que les projets ne sont pas bien avancés dans le processus d'approbation par les autorités de réglementation. Cela dit, l'époque des grands projets d'expansion des gazoducs orientés vers l'exportation, comme celui d'Alliance, semble révolue.

Nous reconnaissons la possibilité d'une augmentation de la capacité d'acheminement des pipelines du Canada vers les États Unis, en sus de la capacité retenue aux fins de nos perspectives, au cours de la période de 2003-2015.

Les spécialistes s'accordent à dire que les exportations demeureront relativement stables au cours de la période de 2003-2015 et qu'elles se situeront dans la fourchette de 3,22 à 3,47 billions de pi³ par an. Dans des versions antérieures du présent rapport, les auteurs avaient fondé les prévisions d'exportation sur des capacités d'acheminement hypothétiques des pipelines, auxquelles ils avaient appliqué des facteurs de charge grandissants pour obtenir des volumes d'exportations en progression. Or cette méthode n'est plus valable, puisque nous savons que les exportations sont désormais limitées par l'offre et non par la capacité d'exportation. Par conséquent, les prévisions d'exportation qui recueillent un consensus ne font qu'intégrer les opinions de divers prévisionnistes sur la production et la demande canadiennes.

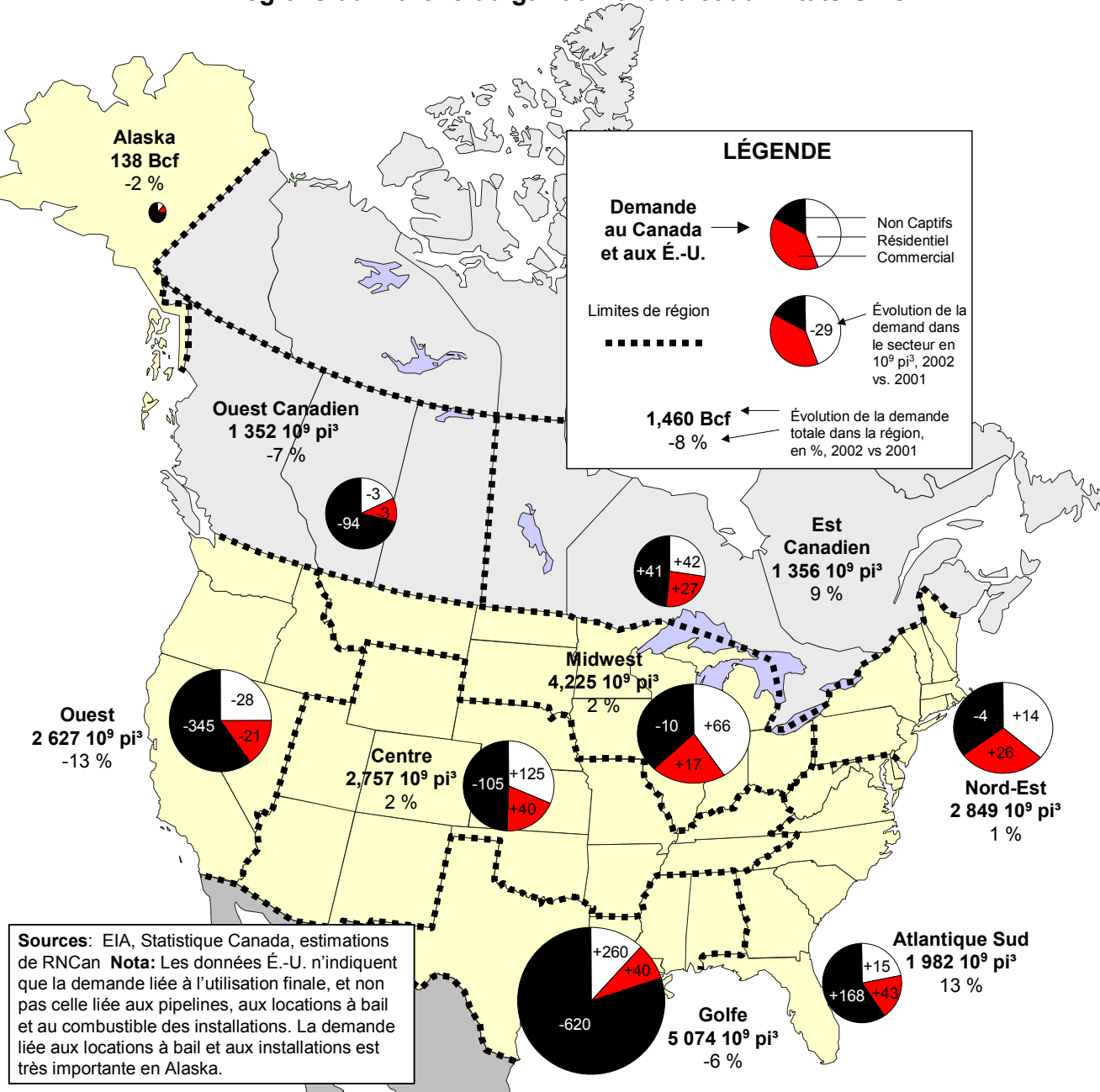
Donc, à la lumière de nos hypothèses quant à la production et au volume des exportations canadiennes ainsi que des prévisions de prix de l'industrie, les revenus nets des producteurs à la sortie de l'usine tirés de la vente de gaz naturel devraient dépasser les sommets de 2001 au cours de la période prévisionnelle. Les revenus devraient atteindre 40,2 milliards de dollars canadiens d'ici à 2015, ce qui équivaut à environs le double du niveau de 24 milliards de dollars canadiens enregistré en 2002.

La construction de pipelines dans le Nord pourrait sensiblement modifier les scénarios de l'offre, de la demande et de l'exportation du gaz naturel canadien.

Revue de 2002

Demande de gaz naturel

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



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

En 2002, c'est dans la région de l'Atlantique sud que la demande a le plus progressé en Amérique du Nord. Elle a reculé de façon appréciable dans l'Ouest des États-Unis et dans l'Ouest du Canada.

La demande industrielle a également diminué de façon générale, particulièrement dans les régions productrices du Golfe des États-Unis et de l'Ouest du Canada, de même que dans la région consommatrice de l'Ouest des États-Unis.

¹ Le Mexique fait bien entendu partie de l'Amérique du Nord, mais le présent rapport n'en tient généralement pas compte.

Tableau 1
Demande de gaz nord-américaine

	2002 (10 ⁹ pi ³)	2001 (10 ⁹ pi ³)	Différence (10 ⁹ pi ³)	Changement (%)
Secteur résidentiel É.-U.	4 914	4 776	138	3 %
Secteur commercial É.-U.	3 113	3 038	75	2 %
Secteur industriel É.-U.	7 178	7 363	- 185	-3 %
Électricité É.-U.	5 552	5 343	209	4 %
Autre - É.-U.	1 696	1 727	- 31	-2 %
Demande intérieure É.-U.	22 453	22 247	206	1 %
Exportations américaines de GNL	63	66	- 3	-5 %
Exportations américaines au Mexique	263	140	123	88 %
Disposition totale aux É.-U.	22 779	22 453	326	1 %
Secteur résidentiel canadien	617	578	39	7 %
Secteur commercial canadien	468	443	25	6 %
Secteur industriel canadien	931	897	34	4 %
Secteur électricité canadien	297	301	- 3	-1 %
Canada autre	394	478	- 83	-17 %
Demande totale canadienne	2 708	2 697	12	0 %
DEMANDE A.N. TOTALE	25 161	24 944	218	1 %
DISPOSITION A.N. TOTALE	25 487	25 150	338	1 %

Sources : EIA, Natural Gas Monthly, mai 2003, Statistique Canada, estimations de RNCAN.

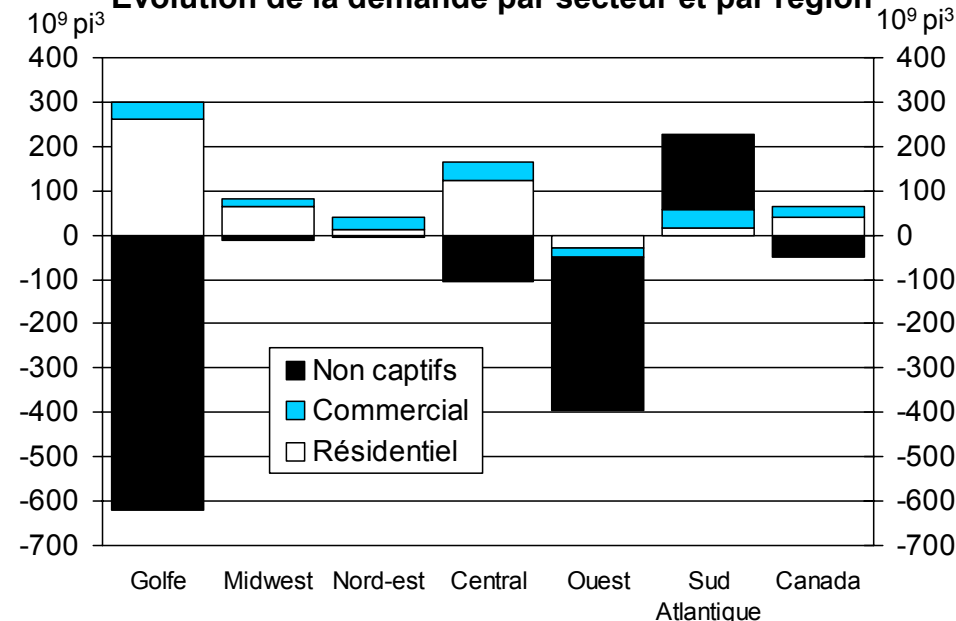
La demande nord-américaine de gaz a augmenté de 1 % dans l'ensemble en 2002. La demande américaine de gaz s'est également accrue de 1 %, sous l'effet des conditions climatiques du marché captif (secteurs résidentiel et commercial). La demande américaine hors marché captif était inchangée.

La demande canadienne a grimpé légèrement en 2002, en raison de hausses modestes sur le marché captif et dans le secteur industriel.

Fait à noter, dans la livraison d'avril 2003 du *Natural Gas Monthly*, l'EIA a remanié à fond la définition du secteur industriel et de celui de la production d'électricité. Le lecteur trouvera des précisions sur la demande américaine hors marché captif ci-après dans la présente section.

Figure 1

Évolution de la demande par secteur et par région



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

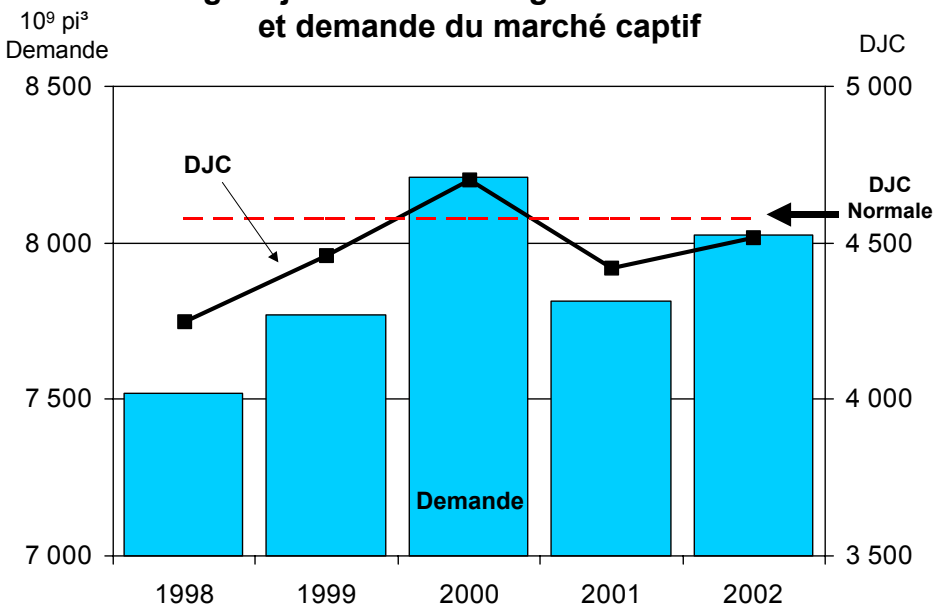
La consommation nord-américaine de gaz naturel était en hausse de 1 % en 2002. Cela dit, d'importantes variations sont à signaler dans certains secteurs et certaines régions. La demande hors marché captif a chuté dans toutes les régions, exception faite de l'Atlantique sud, où elle a crû dans tous les secteurs.

Si la demande de gaz est la plus forte dans la région du golfe du Mexique, de toutes les régions d'Amérique du Nord, la demande hors marché captif y a chuté vertigineusement en 2002. La demande de même catégorie a également accusé une forte baisse dans la région de l'Ouest. La demande canadienne hors marché captif a aussi diminué en 2002, soit de 50 milliards de pi³.

La diminution hors marché captif s'explique surtout par le fléchissement de la demande industrielle, causée par les cours élevés du gaz.

Figure 2

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



Sources : EIA Natural Gas Monthly (mai 2003), NOAA

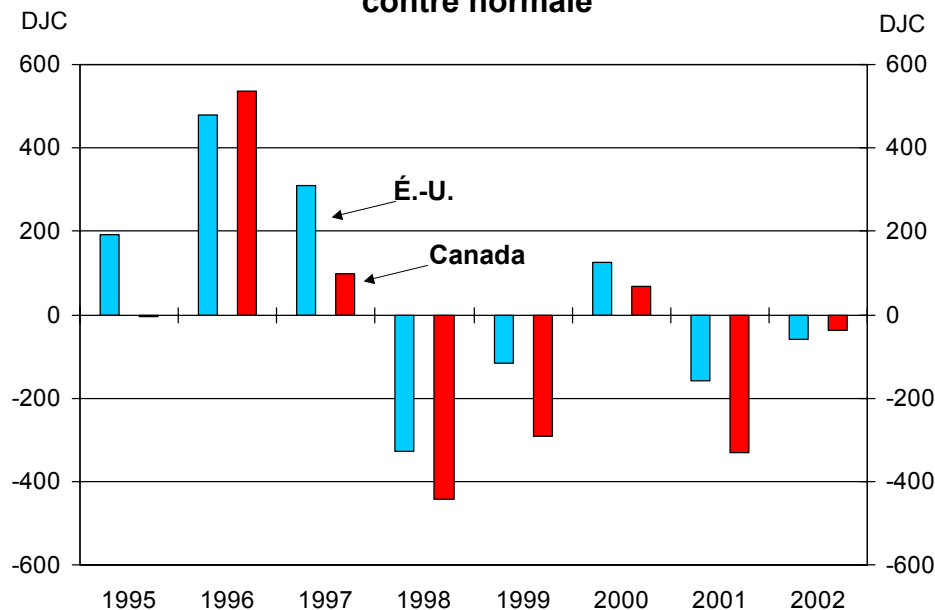
Il existe une étroite corrélation à long terme entre les degrés-jours de chauffage (DJC) et la demande du marché captif : un nombre élevé de DJC engendre une demande accrue de gaz. Il en est ainsi du fait que la plus grande part du gaz fourni en réponse à la demande du marché captif sert au chauffage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

Cette année encore, le nombre de DJC et la demande du marché captif étaient intimement liés : la demande a progressé de 3 % tandis que le nombre de DJC a augmenté de 2 % en comparaison de 2001.

L'année 2002 a compté 182 DJC de moins que le sommet atteint en 2000.

Figure 3

Degrés-jours de chauffage nord-américains contre normale



Sources: NOAA, Statistique Canada

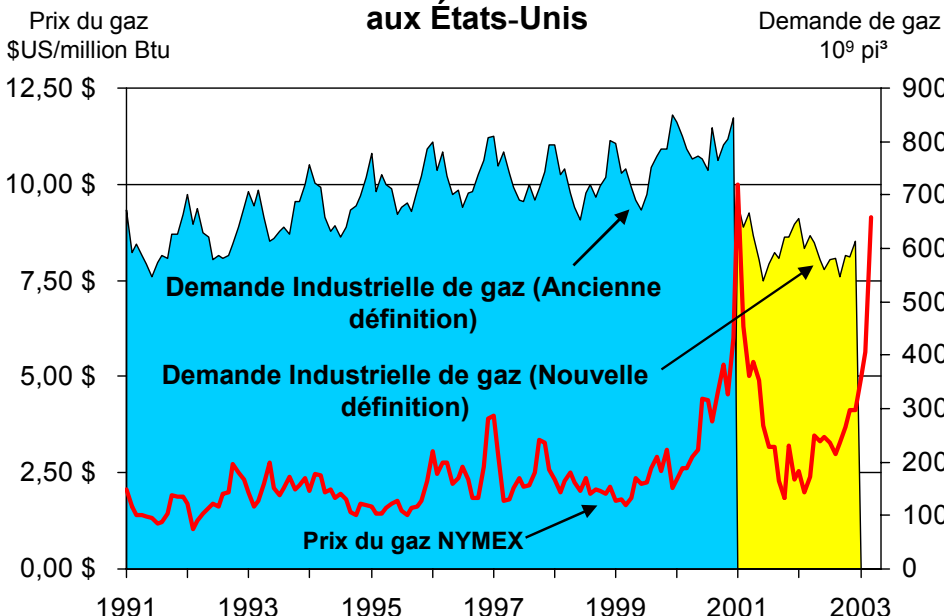
Le climat des États-Unis ressemble, à peu de choses près, à celui du Canada. Pour cette raison, les températures des deux pays en regard de la normale sont semblables, ce qui s'est avéré en 2002.

Cette année-là, le nombre de DJC aux États-Unis a été inférieur à la normale de 58. Cela s'inscrit dans une tendance de rapprochement de la normale. Il s'agit également de la deuxième année d'affilée dans laquelle le nombre de DJC s'est situé sous la normale aux États-Unis.

La situation du Canada est comparable. En effet, à la fin de 2002 le nombre de DJC était inférieur de 38 à la normale, situation conforme à la tendance récente vers le réchauffement.

Figure 4

Prix du gaz c. Demande Industrielle de gaz aux États-Unis



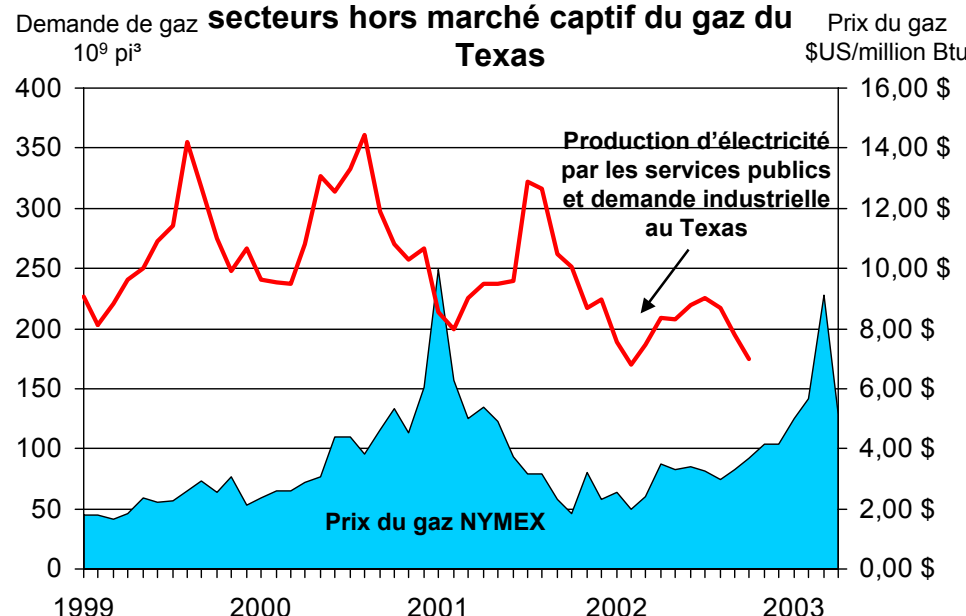
Sources: EIA Natural Gas Monthly (mars et avril 2003), GLJ, Friedenber. Nota : En avril 2003, l'EIA a révisé ses définitions de la demande industrielle et appliqué les nouvelles définitions rétroactivement jusqu'à janvier 2001.

L'EIA a remanié intégralement sa définition de la demande industrielle de gaz et la statistique s'y rapportant. Le graphique présenté ci-dessus juxtapose les anciennes et les nouvelles données en la matière. Peu importe la mesure retenue, la demande industrielle aux États-Unis est en recul sous l'effet de cours du gaz majorés. Au sein du secteur industriel (redéfini), la demande de gaz a chuté de 3 % par rapport à ce qu'elle avait été en 2001. Cette donnée s'ajoute à la diminution de 10 % enregistrée en 2000.

Les consommateurs industriels de gaz ferment leurs établissements en Amérique du Nord et s'installent dans les régions du monde où le cours du gaz est avantageux. Par contre, la demande des établissements industriels qui utilisent le gaz pour le chauffage et la production d'électricité (cogénération) n'a pas diminué radicalement.

Figure 5

Destruction de la demande dans les secteurs hors marché captif du gaz du Texas



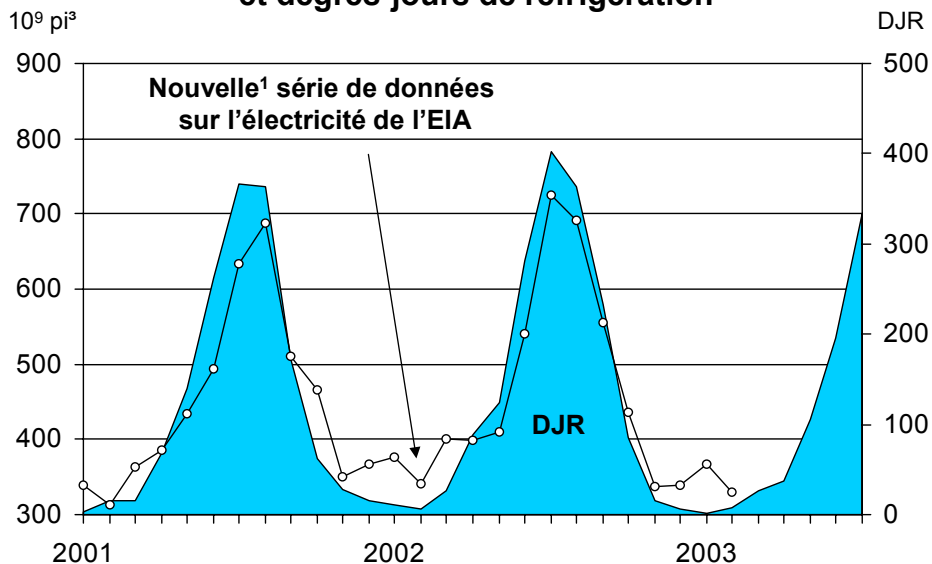
Sources: EIA, GLJ, Friedenber

La figure ci-dessus présente une analyse des marchés gaziers non captifs (marché industriel et celui de la production d'électricité) du Texas. Au cours de l'année écoulée, les cours élevés du gaz naturel au Texas ont conduit au remaniement du marché industriel et de celui de la production d'électricité. Au milieu de 2000, la demande des secteurs précités a amorcé un mouvement à la baisse tandis que les prix augmentaient. Des cours élevés soutenus dans ces secteurs extrêmement sensibles aux prix se sont soldés par la suppression de la demande.

La demande hors marché captif au Texas ne s'est pas rétablie aux niveaux antérieurs même lorsque les cours ont diminué temporairement à la fin de 2001 et au début de 2002.

Figure 6

Demande de gaz à des fins de production d'électricité et degrés-jours de réfrigération



Sources: EIA (NGM, EPM). Nota: ¹ Renseignements tirés du NGM de mai 2003.

Comme elle l'a fait relativement à la demande industrielle, l'EIA a revu sa définition du secteur de la production d'électricité et la statistique s'y rapportant. Le graphique qui suit illustre la nouvelle série de données sur la demande énergétique totale de l'EIA.

La nouvelle série de données de l'EIA englobe le gaz consommé par les centrales électriques industrielles qui se déclarent à titre de producteurs d'électricité principalement, plutôt que de chaleur. La série repose sur le nombre de degrés-jours de refroidissement (DJR), qui augmente par temps chaud.

Le nombre de DJR s'est accru de 9 % par rapport à 2001. Comme on peut s'y attendre lorsque le nombre de DJR s'élève, les données de la nouvelle série de l'EIA sur la production d'électricité ont marqué une hausse de 4 % par rapport à l'année précédente.

Tableau 2

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

Industrie	Année				Changement % de 2001
	1999	2000	2001	2002	
Charbon	1 881 087	1 996 265	1 903 955	1 926 442	1 %
Pétrole	118 061	111 221	124 880	89 857	-28 %
Gaz	556 396	601 038	639 129	685 839	7 %
Autre gaz ¹	14 126	13 955	9 040	12 118	34 %
Nucléaire	728 254	753 893	768 825	780 064	1 %
Hydroél.	313 439	270 034	208 137	254 873	22 %
Géothermal	79 423	80 906	77 983	83 810	7 %
Autres	4 024	4 794	4 690	5 553	18 %
Total	3 694 810	3 832 106	3 736 639	3 838 556	3 %

Source: EIA Electric Power Monthly tableau 1.1 Nota: ¹ Le gaz autre comprend le gaz d'alimentation des hauts fourneaux, le propane et les autres gaz de fabrication dérivés de combustibles fossiles et provenant de déchets.

La production d'électricité aux États-Unis, toutes sources confondues, a grimpé de 3 % en 2002. La hausse de l'électricité produite par la consommation de gaz naturel a dépassé la moyenne de l'industrie, la production ayant crû de 7 %.

La consommation de pétrole aux fins de la production d'électricité a diminué de 28 % en 2002, surtout à cause des cours mondiaux élevés du pétrole brut, notamment dans le second semestre de 2002.

Comme il a été mentionné déjà, la production d'électricité à partir de gaz naturel a progressé de 7 %, ce malgré que la demande de gaz n'ait augmenté que de 4 %. La situation s'explique par l'efficacité accrue des centrales.

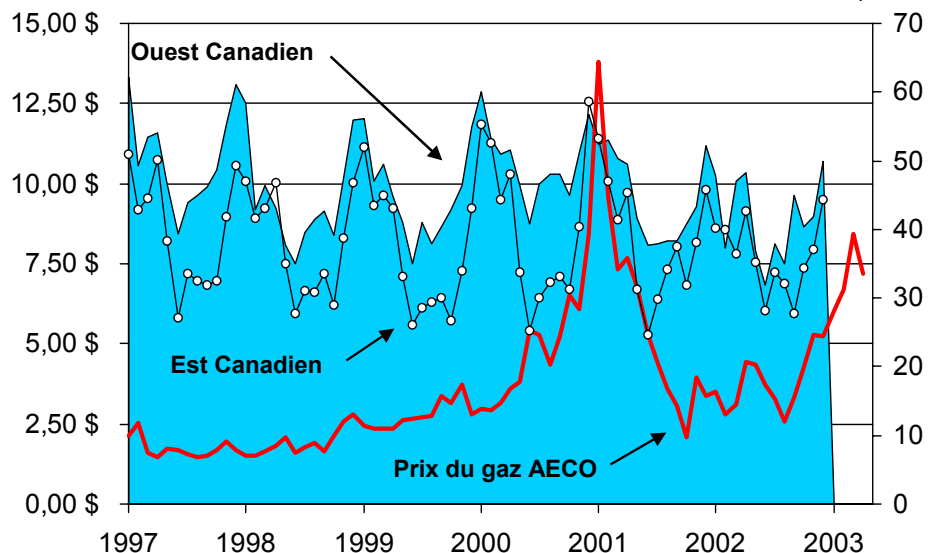
Figure 7

Demande industrielle canadienne de gaz c.

prix canadien du gaz

Demande de gaz
10⁹ pi³

Prix du gaz
\$/CAN/GJ



Sources: Statistique Canada, estimations de RNCAN, GLJ, Friedenber

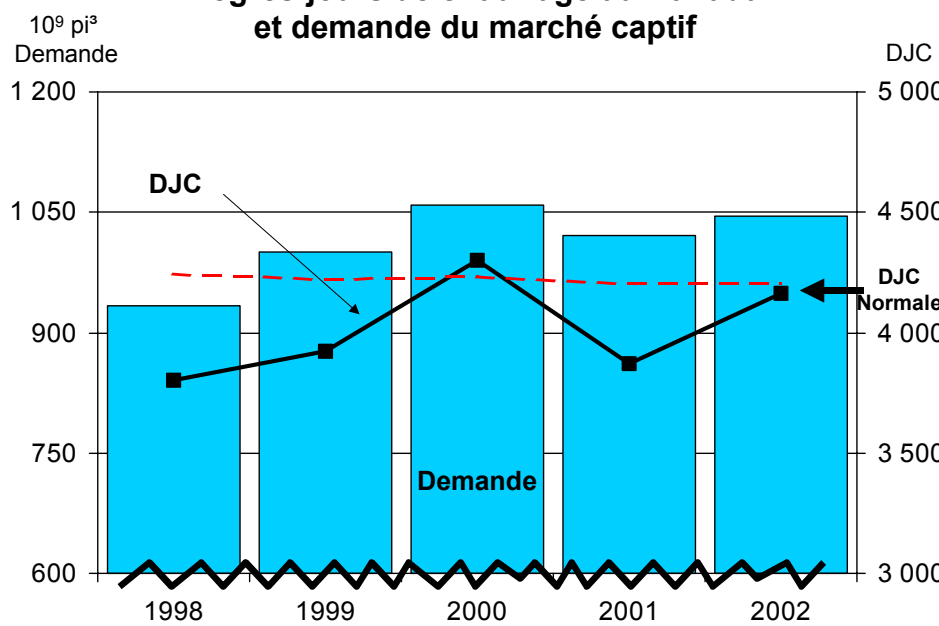
La demande industrielle a généralement suivi la même tendance dans l'Est et l'Ouest du Canada. Au contraire de la situation aux États-Unis, la demande industrielle de gaz au Canada n'est pas sensible aux prix de façon historique. Par contre, la situation semble avoir changé, puisque les cours élevés enregistrés au début de 2001 ont fait fléchir la demande.

La demande industrielle annuelle canadienne a diminué de 152 milliards de pi³ depuis 2000, soit par une marge de 14 %.

En toute vraisemblance, les cours élevés actuels exerceront une forte pression à la baisse sur la demande industrielle à l'avenir.

Figure 8

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



Source: Statistique Canada, estimations de RNCAN

Comme c'est le cas aux États-Unis, la corrélation entre la demande du marché captif et le nombre de DJC est forte au Canada.

Le nombre de DJC a grimpé de 5 %, tandis que la demande du marché captif augmentait de 2 %. Ce résultat est conforme aux tendances historiques et renforce le rapport entre les tendances du climat et la demande du marché captif.

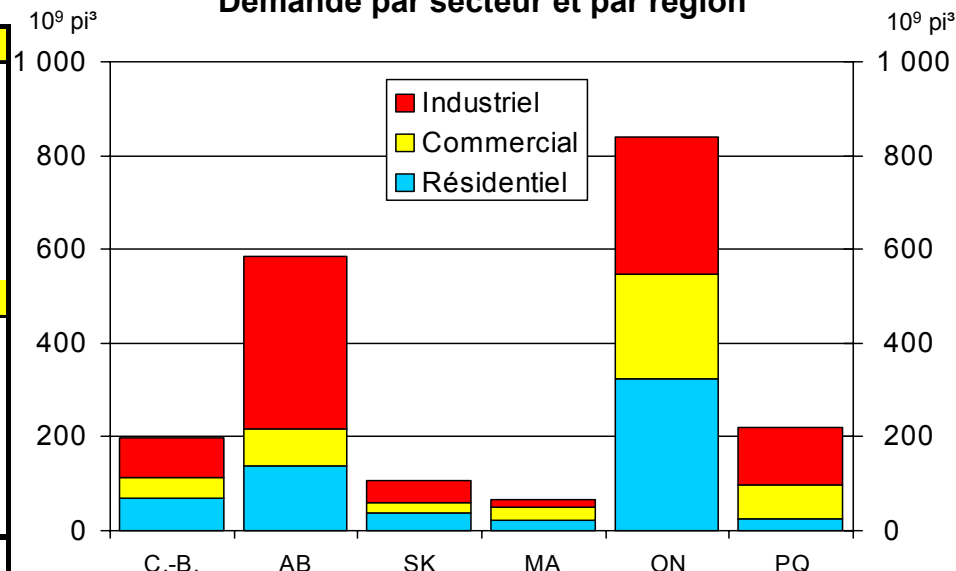
Le nombre de DJC au Canada était inférieur de 38 à la normale en 2002. Cela signifie que le Canada a connu du temps doux et qu'il en a probablement résulté une demande intérieure moindre de gaz naturel.

Tableau 3
Ventes canadiennes de gaz naturel

Secteur	2002	2001	2000	1999	1998
Bcf:					
Résidentiel	617	578	621	590	552
Commercial	468	443	438	412	382
Industriel	931	897	1 083	971	981
Électrique	297	301	268	198	214
Autre	394	478	462	530	470
Total	2 708	2 697	2 872	2 700	2 598
Pourcentage:					
Résidentiel	23 %	22 %	22 %	22 %	21 %
Commercial	17 %	16 %	15 %	15 %	15 %
Industriel	34 %	33 %	38 %	36 %	38 %
Électrique	11 %	11 %	9 %	7 %	8 %
Autre	15 %	18 %	16 %	20 %	18 %

Sources: Estimations de RNCAN, Statistique Canada

Figure 9
Demande par secteur et par région



Source: Statistique Canada, estimations de RNCAN

La demande canadienne totale de gaz a été stable en 2002, à toutes fins pratiques, en comparaison avec 2001.

Les ventes industrielles ont constitué la plus grande part des ventes de gaz naturel au Canada en 2002, soit 34 %. Cette donnée est en baisse, comme le secteur était auparavant à l'origine d'environ 38 % de la demande intérieure de gaz naturel.

La demande résidentielle de gaz a augmenté légèrement pour se chiffrer à 23 % de l'ensemble de la demande de gaz à usage canadien.

La figure ci-dessus illustre la demande canadienne de gaz naturel en 2002, ventilée par région et secteur.

La demande intérieure totale en 2002 n'était pas sensiblement différente de ce qu'elle avait été l'année précédente. De plus, l'Est et l'Ouest du Canada ont consommé, à peu de choses près, des quantités égales de gaz naturel. L'Ontario, province la plus peuplée, était au premier rang des provinces par la consommation, tandis que l'Alberta, quatrième plus peuplée, était au deuxième rang, principalement en raison de la demande industrielle.

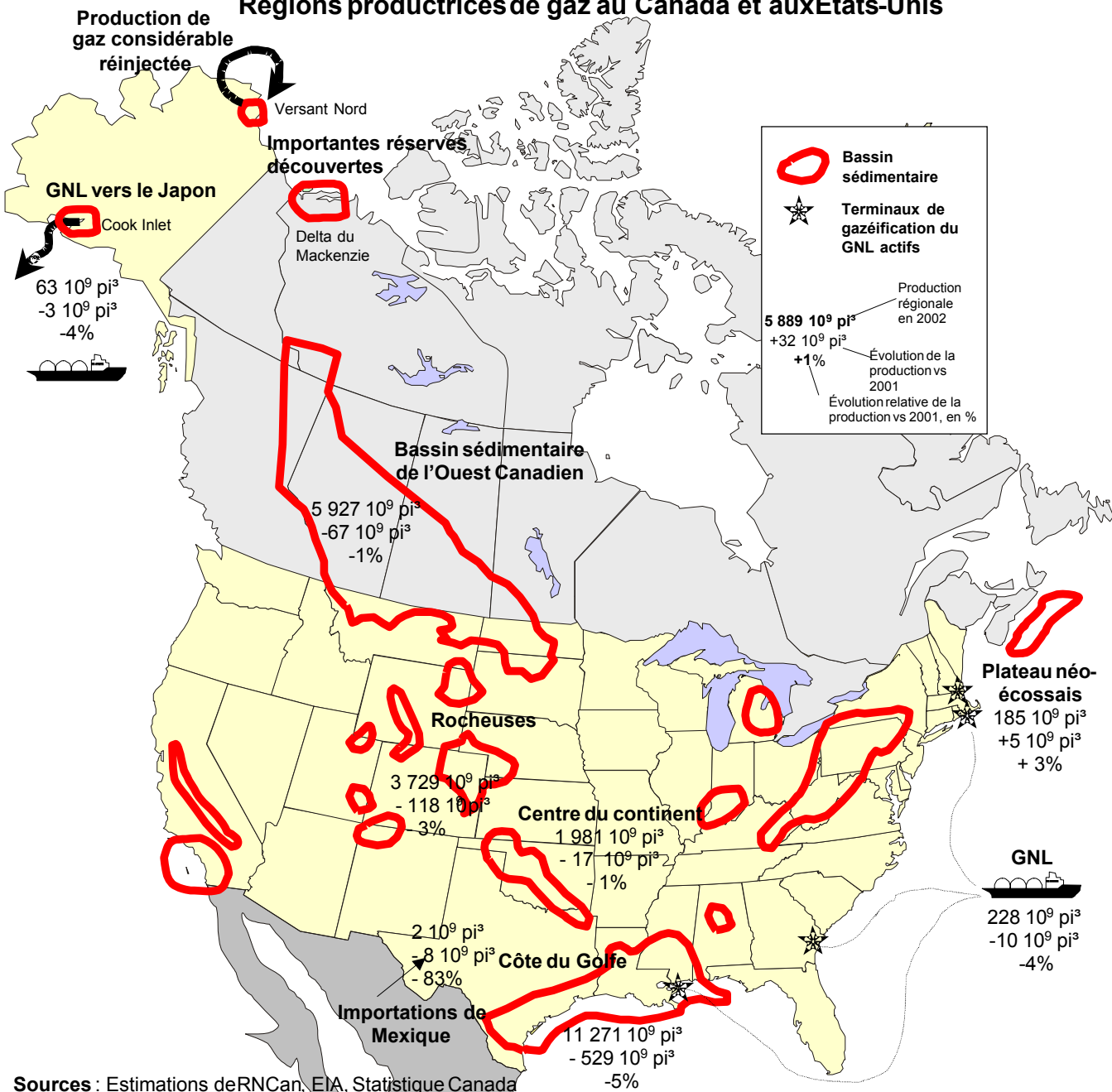
L'Ontario possède des réserves extrêmement limitées de gaz naturel et une part très importante du gaz qu'elle consomme lui est acheminé par pipeline.

Revue de 2002

Offre de gaz naturel

Carte 2

Régions productrices de gaz au Canada et aux États-Unis



Sources : Estimations de RNCAN, EIA, Statistique Canada

La présente carte illustre les principaux bassins producteurs de gaz naturel du Canada et des États-Unis¹. L'offre avait diminué en 2002 dans toutes les grandes régions du Canada et des États-Unis. La plus grande marge de recul s'est manifestée dans la région américaine de la Côte du golfe, et elle s'établissait à 525 milliards de pi³, soit 5 %, par rapport à 2001. La production est demeurée relativement stable en 2002 dans les autres régions américaines.

La production de l'Ouest canadien a diminué de 67 milliards de pi³, ou 1,1 %, en 2002. Au cours des trois dernières années, la production de l'Ouest canadien est demeurée relativement stable, malgré le forage de 29 188 puits au cours de la période et le nombre record enregistré en 2001.

Les importations américaines nettes de GNL ont baissé de 4,1 % en 2002. Si les volumes totaux de GNL sont modestes, le GNL demeure un important carburant d'appoint en Amérique du Nord.

Tableau 4
Offre de gaz nord-américaine

	2002 (10 ⁹ pi ³)	2001 (10 ⁹ pi ³)	Change- ment (10 ⁹ pi ³)	Change- ment %
Golfe zone terrestre ¹	6 935	6 988	-53	-0,8 %
Golfe zone extracôtière ²	4 336	4 958	-476	-9,9 %
Total pour le Golfe	11 271	11 800	-529	-4,5 %
Centre du continent É.-U. ³	1 981	1 998	-17	-0,9 %
Rocheuses américaines ⁴	3 729	3 847	-118	-3,1 %
Autres, É.-U.	2 066	2 031	35	1,7 %
Production É.-U. totale	19 047	19 676	-629	-3,2 %
Ouest canadien ⁵	5 927	5 994	-67	-1,1 %
Plateau néo-écossais	185	180	5	2,8 %
Production canadienne totale	6 112	6 174	-62	-1,0 %
TOTAL DE PRODUCTION A.N.	25 159	25 850	-691	-2,7 %
Importations américaines nettes de GNL	165	172	-7	-4,1 %
Importations américaines nettes provenant du Mexique	-261	-130	-131	-100,8 %
Suppléments, É.-U.	80	86	-6	-7,0 %
TOTAL DE L'OFFRE A.N.	25 143	25 978	-835	-3,2 %

Sources: EIA mai 2003 NGM, Statistique Canada, estimations de RNCan. **Nota:** La production canadienne correspond au gaz commercialisable, auquel sont ajoutées les pertes en cours de retraitement. 1. = AL, LA, MS, TX (zone côtière du Golfe + zones extracôtières des États). 2. = AL, LA, TX (zone fédérale du golfe du Mexique). 3. = KS, OK. 4. = CO, NM, UT, WY. 5. Inclut une production minimale de l'Ontario.

Le tableau ci-dessus illustre la production estimative de gaz naturel en Amérique du Nord en 2002, qui aurait diminué de 2,7 %. La production américaine a reculé de 629 milliards de pi³, c'est-à-dire de 3,2 %, tandis que la production canadienne a chuté de 62 milliards de pi³, ou 1 %. La zone extracôtière du Golfe a accusé les plus importantes baisses de production. Ces dernières expliquaient plus de 75 % du recul de la production nord-américaine en 2002.

Gaz naturel canadien: Revue du 2002 et perspectives à 2015

Tableau 5
Indicateurs de forages gaziers nord-américaines

	2002 (puits)	2001 (puits)	2000 (puits)	Change- ment % 02 vs 01	Change- ment % 01 vs 00
Golfe zone terrestre ¹	5 439	5 787	4 580	-6 %	26 %
Golfe zone extracôtière ²	95	118	117	-19 %	1 %
Total pour le Golfe ³	511	696	553	-27 %	26 %
Centre continent américain ³	99	154	125	-36 %	23 %
Rocheuses américaines ³	123	176	143	-30 %	23 %
Autres États-Unis ³	98	130	97	-25 %	34 %
Total pour les États-Unis³	691	939	720	-26%	30 %
Canada faible profondeur ⁴	6 804	8 225	6 855	-17 %	20 %
Canada grande profondeur ⁵	2 266	2 946	2 092	-23 %	41 %
Total pour le Canada⁶	9 070	11 171	8 947	-19 %	25 %

Sources: Texas RRC, Baker Hughes, Daily Oil Bulletin. **Nota:** (1) Uniquement les forages gaziers en zone terrestre au Texas. Il s'agit de la majeure partie des forages gaziers 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 orientées gaz et celles orientées pétrole. (4) Compte hebdomadaire moyen des installations de forage orientées gaz au cours de l'année. Les puits de gaz de l'Alberta à l'ouest du 4e méridien, auxquels sont ajoutés les puits de gaz de la Saskatchewan. (5) Les puits de gaz de l'Alberta à l'ouest du 4e et du 5e méridien, auxquels sont ajoutés tous les puits de gaz de la Colombie-Britannique. (6) Nombre total des puits de gaz de l'Ouest canadien.

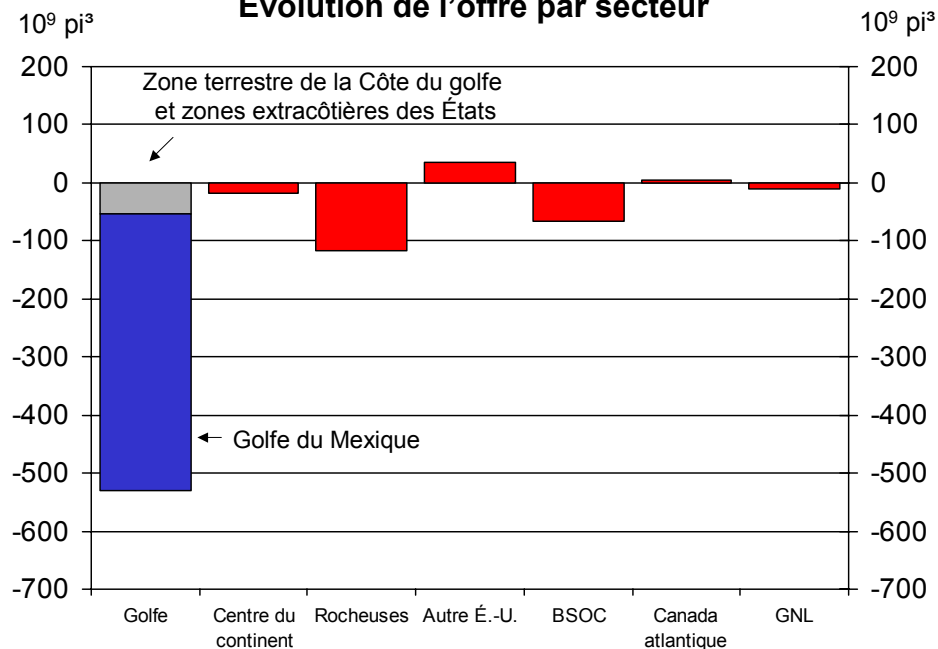
Le tableau présenté à gauche révèle également que les importations nettes de GNL ont diminué légèrement, tandis qu'augmentaient sensiblement les exportations américaines de gaz vers le Mexique, destinées en partie à alimenter de nouvelles centrales électriques à gaz.

Le tableau présenté ci-dessus fait un survol de la statistique du forage nord-américain. Un nombre d'appareils de forage est fourni là où le nombre de puits de gaz n'est pas connu.

En règle générale, l'activité de forage a ralenti partout en Amérique du Nord en 2002 par rapport à 2001, à cause du fléchissement des cours du gaz. Au Canada, les complétions de puits ont diminué d'environ 19 %, tandis que, aux États-Unis, le nombre hebdomadaire moyen d'appareils orientés gaz en activité a reculé de 26 %.

Figure 10

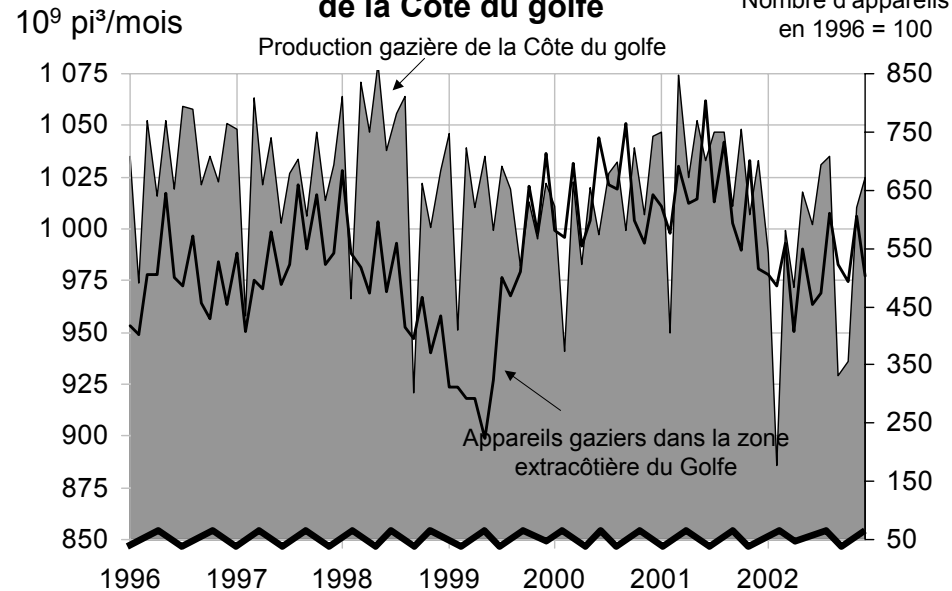
Évolution de l'offre par secteur



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

Figure 11

Production et tendances de l'activité de la Côte du golfe



Sources: EIA, Texas RRC, Baker Hughes

En 2002, la production nord-américaine de gaz a rétréci de 2,7 % (3,2 % aux États-Unis et 1 % au Canada).

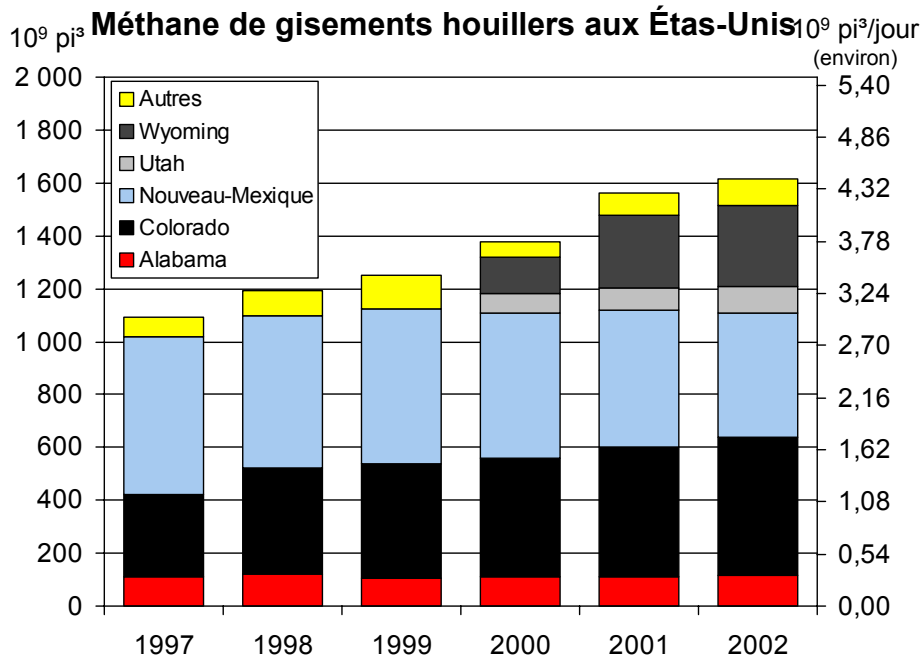
L'offre de gaz a fait problème en 2002 dans la zone extracôtière du Golfe, à laquelle est attribuée la plus grande part de la diminution de la production nord-américaine de gaz. En effet, les volumes provenant du golfe du Mexique ont chuté de 476 milliards de pi³ (4,5 %) par rapport à ce qu'ils avaient été en 2001.

La production de l'Ouest canadien a diminué de 1 % en 2002. Celle du plateau néo-écossais a augmenté légèrement, soit de 5 milliards de pi³ (2,8 %) la même année.

Des cours moindres du gaz au second semestre de 2001 se sont soldés par un ralentissement de l'activité de forage dans la zone extracôtière du Golfe en 2002. De plus, certains appareils sont demeurés inactifs au cours de la même période à cause de deux tempêtes qui ont frappé le golfe du Mexique, soit la tempête tropicale Isadore et l'ouragan Lili, et la production de la Côte du golfe en a souffert. Les deux tempêtes ont provoqué des pertes d'environ 50 milliards de pi³, ou 10 %, dans la zone extracôtière du golfe du Mexique.

Cependant, la chute de la production gazière de la Côte du golfe qui a marqué 2002 résulte principalement du taux de déclin initial rapide de nombreux puits complétés en 2001. Bon nombre sont des puits d'extension ou des puits remis en production dont le taux de déclin initial est élevé et les réserves sont modestes.

Figure 12



Source: EIA Nota: (1) Autres comprend Oklahoma, Pennsylvanie, Utah, Virginie, Virginie occidentale, et Wyoming. (2) Débutant l'an 2000, autres élimine Utah et Wyoming.

Le méthane de houillère représente plus de 8 % de la production totale de gaz naturel aux États-Unis et plus de 35 % de celle des Rocheuses (Wyoming, Utah, Colorado, Nouveau-Mexique).

Depuis 1997, la production américaine de méthane de houillère a augmenté en moyenne de 8 % par an. Elle a crû de 3 % en 2002, pour se fixer à 1 614 milliards de pi³. La hausse de la production est largement attribuable à l'État du Wyoming.

Le secteur canadien du méthane de houillère passe peu à peu de l'étape de l'exploration à celle de la mise en valeur. Selon des estimations récentes, la production canadienne se chiffre en moyenne entre 15 et 25 millions de pi³ par jour.

Gaz naturel canadien: Revue du 2002 et perspectives à 2015

Tableau 6

Projets d'expansion de pipelines dans les Rocheuses

Entreprise	Point de réception	Point de livraison	Capacité d'expansion (10 ⁶ pi³/jour)	Date d'entrée en service	Situation
(1) Kern River 2003	WY	CA	900	mai-03	En service
(2) El Paso Cheyenne Plains Gas Pipeline	WY	KS	560	août-03	Approuvé pour la FERC
(3) Williston Basin Grasslands	WY, MT	WY, MT, ND	80	nov-03	Approuvé pour la FERC
(4) Northwestern Pipeline Expansion	WY	OR	175	nov-03	Approuvé pour la FERC
(5) Questar Southern Trails (West Zone)	UT	CA	120	N/D	Prolongation de 18 mois
(6) Kinder Morgan's Silver Canyon Express	CO	AZ	750	juillet-06	Saison de présentation des demandes
(7) Kern River 2006 Expansion	WY	CA	500	Fin 2005-début 2006	Déposera une demande
(8) Southern Star's Western Frontier	WY	OK	540	Fin 2006-début 2007	Saison de présentation des demandes
(9) Northwest Pipeline Rockies Expansion	WY	ID	365	oct-03	En construction
(10) Northern Border Bison Pipeline	WY	MO	240	nov-05	Déposera une demande
TOTAL			4 512		

Sources: EIA, Site Web d'entreprises et demandes adressées à la FERC. Nota: D'autres projets sont également envisagés

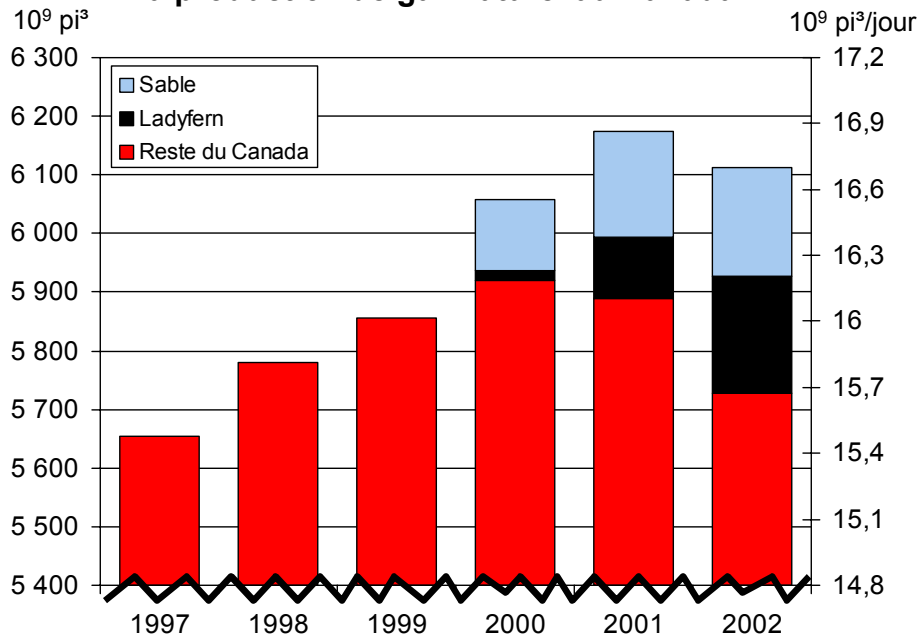
Ces dernières années, l'expansion rapide de la production, la progression limitée de la demande locale et une augmentation restreinte de la capacité des pipelines d'exportation avaient occasionné un excédent des stocks de gaz, qui, à son tour, avait ramené les cours dans la région des Rocheuses bien en deçà des prix NYMEX.

La production accrue peut être attribuée au boom du méthane de houillère, notamment dans le bassin de la rivière Power. La production gazière des Rocheuses est désormais composée à plus de 35 % de méthane de houillère.

Quatre projets, nommément Kern River 2003, Cheyenne Plains, Northwestern et Grasslands, sont censés accroître la capacité des pipelines en provenance du Wyoming, ce qui procurera une solution sous peu.

Figure 13

La production de gaz naturel au Canada



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

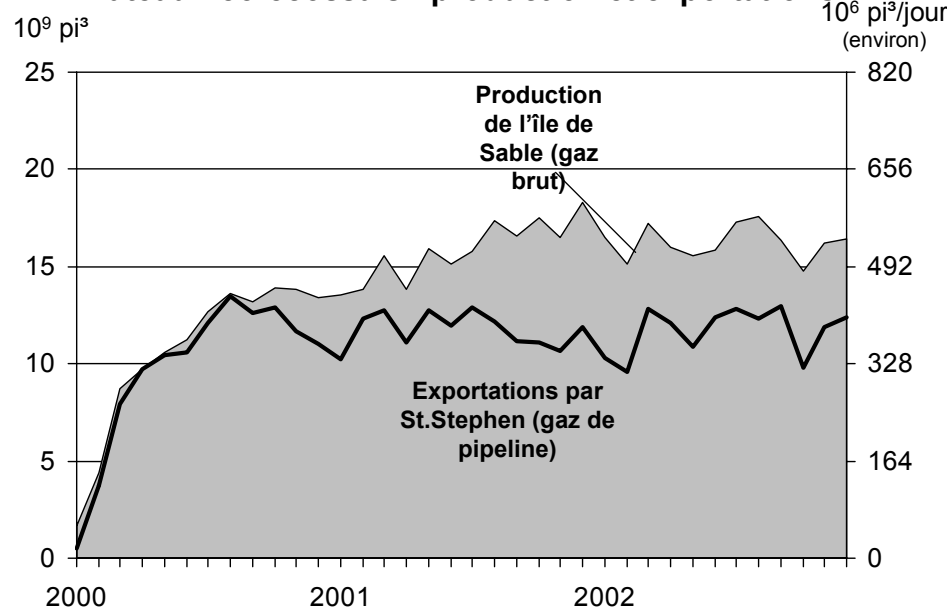
La production canadienne a reculé de 1 % en 2002, situation qu'explique une diminution de 1,1 % dans l'Ouest canadien et une baisse de 2,8 % dans l'île de Sable, au large de la Nouvelle-Écosse.

La production du champ gazier Ladyfern, dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, a pratiquement doublé en 2002, si bien que 3,4 % de la production de l'Ouest canadien en a été tirée. Cependant, on estime que le champ a atteint un sommet à la mi-2002, et la production devrait baisser sensiblement en 2003.

À l'exclusion du champ Ladyfern, la production de l'Ouest canadien a baissé de près de 3 %. Ainsi, la production canadienne de gaz aurait pu être de loin inférieure à ce qu'elle a été en 2002, si ce n'avait été du champ Ladyfern.

Figure 14

Plateau néo-écossais : production et exportations



Sources: OCNÉHE, ONÉ

Une part importante de l'expansion de l'offre canadienne de gaz naturel est attribuable au Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable, au large de la Nouvelle-Écosse. La production du Projet s'est établie en moyenne à 534 millions de pi³ par jour en 2002, ce qui représente une hausse de près de 3 % par rapport à l'année précédente et de 54 % en comparaison de 2000, première année de production.

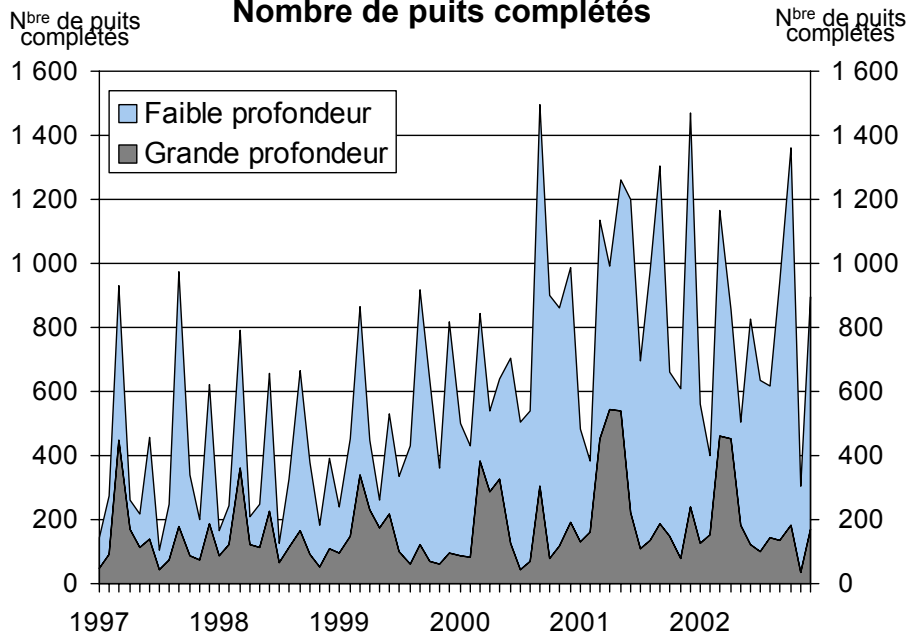
Par contre, la production du Projet semble en baisse. Au cours des sept premiers mois de 2003, elle s'est chiffrée en moyenne à 454 millions de pi³ par jour, c'est-à-dire 15 % de moins qu'au cours de la même période en 2002.

Comme l'illustre la figure, la plus grande part du gaz est exportée vers les États-Unis via St. Stephen (Nouveau-Brunswick). Quelque 75 % est destiné au Nord-Est des États-Unis, tandis que la part restante de 25 % est consommée sur les marchés du Canada atlantique.

Figure 15

Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC):

Nombre de puits complétés



Sources: Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors (CAODC), Daily Oil Bulletin

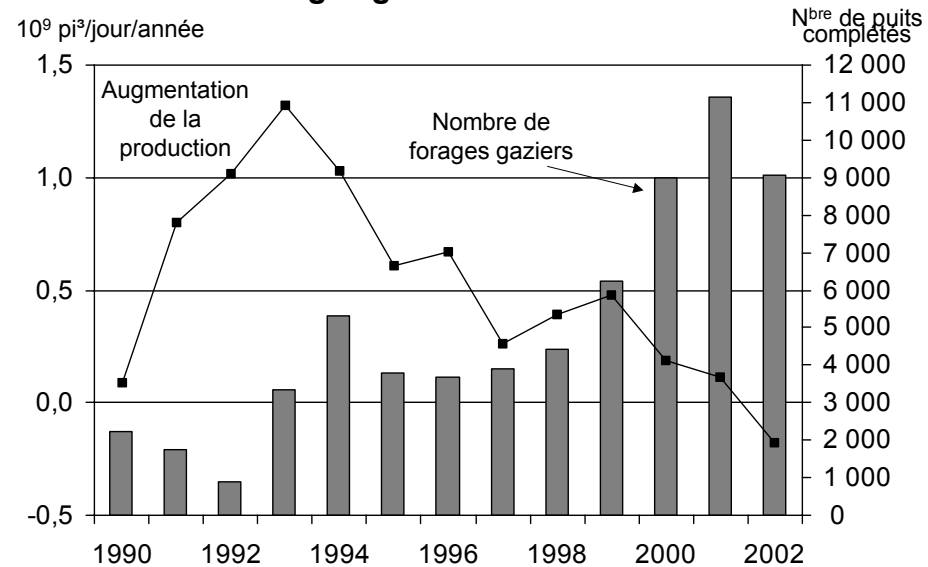
Le nombre d'appareils disponibles dans le BSOC a augmenté de 240, ou 37 %, depuis dix ans. Cela dit, le nombre moyen d'appareils actifs en 2002 n'a été plus faible que deux fois auparavant au cours de la décennie écoulée, tandis que le taux d'utilisation (47 %) s'est fixé à un niveau plancher pour la période.

Le nombre de forages gaziers s'est chiffré en moyenne à quelque 300 par mois en 1997, donnée à comparer à près de 1 000 en 2001. Bien que l'activité de forage dans l'Ouest canadien ait diminué de 19 % en 2002, ce qui représente une moyenne de 755 puits par mois, ce nombre n'a été dépassé qu'une fois auparavant au cours d'une année civile.

La hausse de l'activité de forage enregistrée depuis cinq ans a été surtout concentrée dans les zones peu profondes du BSOC.

Figure 16

Augmentation de la production et nombre de forages gaziers dans le BSOC



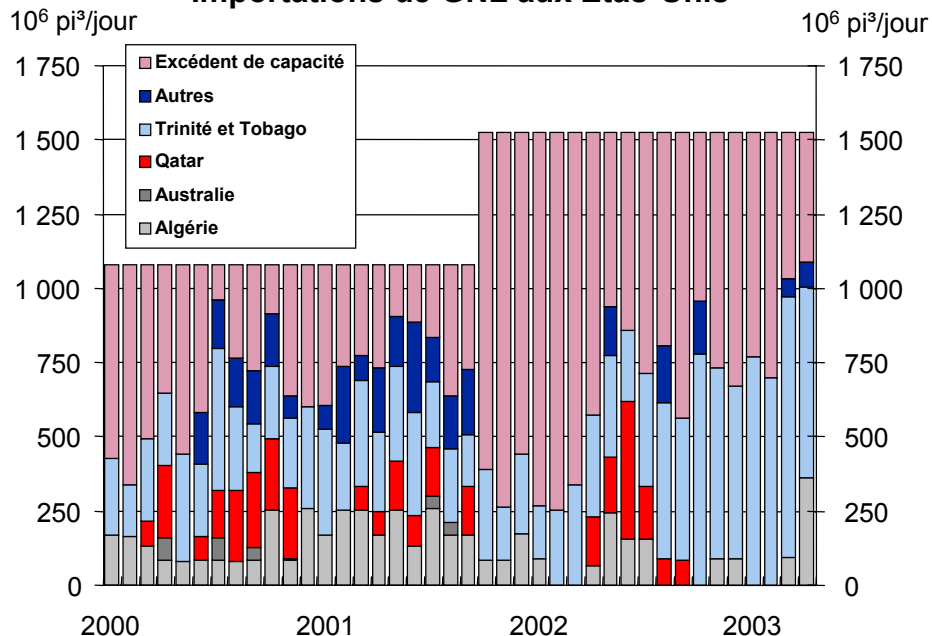
Sources: Statistique Canada, ACPP, Daily Oil Bulletin

Le graphique ci-dessus illustre le rapport entre le nombre de forages gaziers et la hausse de l'offre de gaz dans le BSOC. Au début des années 1990, la hausse de la production était appréciable en regard de l'intensité de l'activité de forage. De 1990 à 1993, 8 200 puits ont été pratiqués, tandis que l'offre a crû dans l'ensemble d'environ 3,2 milliards de pi³ par jour.

Fait à noter, tandis que le Bassin parvient à maturité, le forage s'est intensifié, la productivité des puits a diminué et les taux de déclin se sont amplifiés. Malgré des niveaux records de forage atteints ces dernières années, la hausse de la production du BSOC diminue progressivement depuis 1999. Bien que plus de 35 400 puits aient été forés entre 1999 et 2002, l'offre du Bassin n'a progressé que de 0,8 milliard de pi³ par jour. Cette situation met au jour la nécessité d'intensifier l'activité de forage simplement pour préserver les niveaux de production actuels.

Figure 17

Importations de GNL aux États-Unis



Source: EIA

Les importations de GNL se sont établies en moyenne à 625 milliards de pi³ par jour en 2002, soit moins de 1 % de l'ensemble du gaz consommé aux États-Unis. Les importations ont totalisé 228 milliards de pi³ en 2002, c'est-à-dire 4 % de moins que l'année précédente.

Environ 65 % de l'ensemble des importations américaines de GNL provenaient de Trinité-et-Tobago en 2002. L'Algérie, autrefois unique fournisseur de GNL aux États-Unis, était à l'origine de 27 milliards de pi³, soit 12 %, de la totalité du GNL fourni.

Le taux d'utilisation de la capacité d'importation de GNL s'est élevé aux environs de 55 % en 2001 et de 40 % en 2002. Une utilisation réduite de la capacité en 2002 s'explique à la fois par la chute des importations et la progression de la capacité.

Les importations de GNL sont en forte hausse en 2003, totalisant 108 milliards de pi³ (de janvier à avril), soit 150 % de plus qu'au cours de la période correspondante en 2002.

Tableau 7

Terminaux américains d'importation de GNL

Terminal de réception de GNL	Capacité d'acheminement (10 ⁶ pi ³ /jour)	Capacité d'expansion possible: d'acheminement (10 ⁶ pi ³ /jour)	Capacité d'acheminement totale (10 ⁶ pi ³ /jour)	Volume acheminé en 2002 (10 ⁶ pi ³ /jour)
1. Everett (Propriétaire: Tractabel)	450	480	930	301
2. Lake Charles (Propriétaire: CMS)	630	570	1 200	277
3. Cove Point (Propriétaire: Dominion)	750	250	1 000	**
4. Elba Island (Propriétaire: El Paso)	445	360	805	47
TOTALS	2 375	1 660	3 935	625

Source: EIA, Office of Oil and Gas, January 2003. **Le terminal d'importation de GNL de Cove Point a été remis en service en juillet 2003. Depuis 1995, Cove Point fournissait des services de stockage à des entreprises de distribution locales.

Les États-Unis importent une très faible quantité de gaz naturel liquéfié (GNL). Il existe actuellement quatre terminaux d'importation de GNL aux États-Unis, soit à Lake Charles (Louisiane), Everett (Massachusetts), Cove Point (Maryland) et Elba Island (Georgie). La capacité d'acheminement cumulée des quatre, avant toute expansion, était d'environ 2,38 milliards de pi³ par jour.

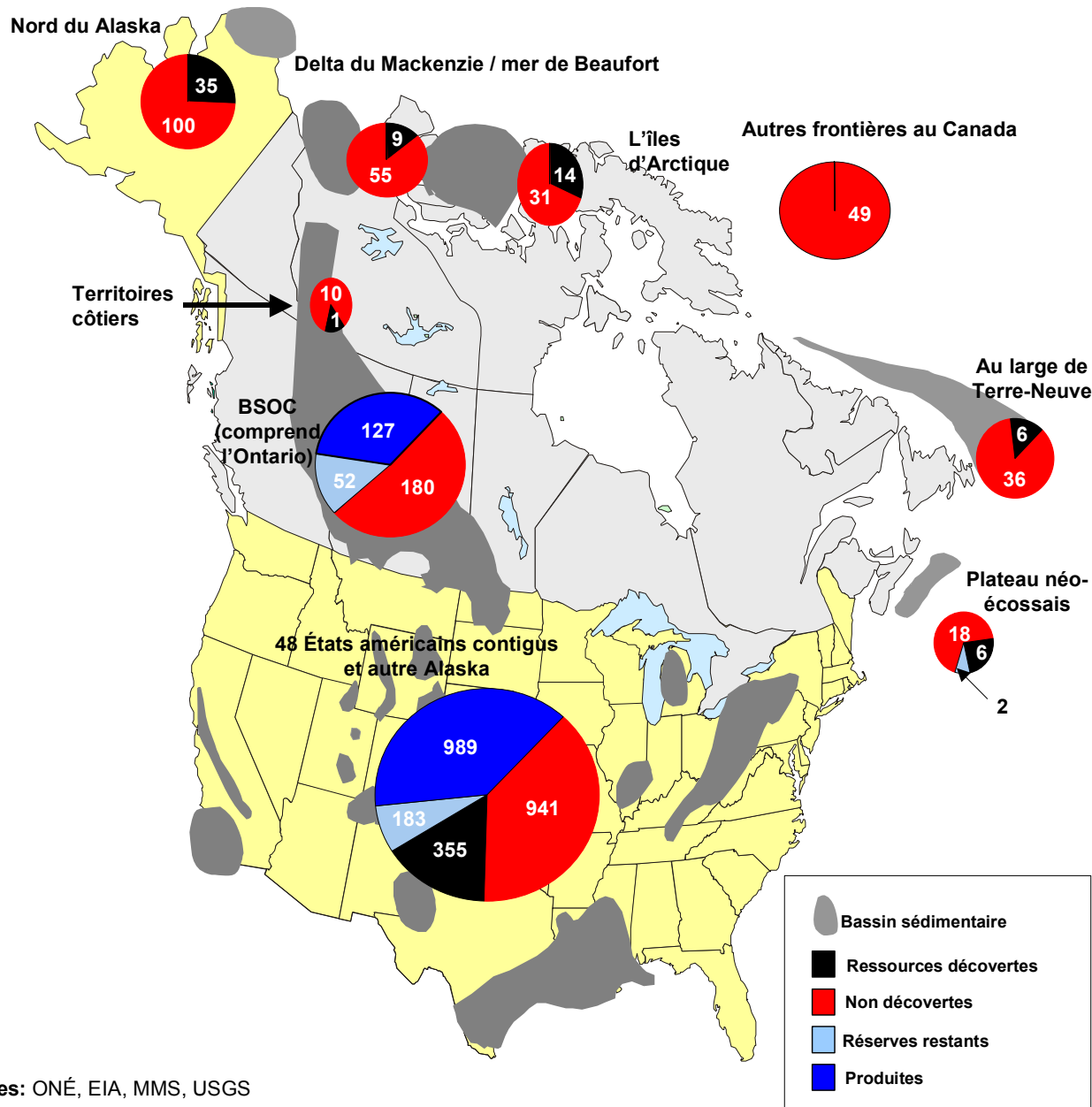
Les installations d'Everett et Lake Charles sont en exploitation depuis longtemps, tandis que les deux autres avaient été retirées du service. Par contre, les installations d'Elba Island et Cove Point ont été remises en service à la fin 2001 et en juillet 2003 respectivement.

Une fois remise en exploitation, l'installation de Cove Point est devenue le plus important établissement américain d'importation de GNL, sa capacité d'acheminement s'établissant à 1 milliard de pi³ par jour. Les projets d'expansion des trois autres établissements devraient porter la capacité à 1 410 millions de pi³ par jour d'ici à 2005-2006.

Revue de 2002

Ressources et réserves de gaz naturel

Carte 3 Ressources et réserves de gaz au Canada et aux États - Unis (10⁹ pi³)



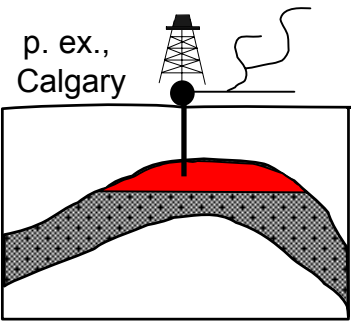
La carte présente des renseignements cumulés sur l'emplacement et l'ampleur de la production des réserves de gaz naturel, ainsi que des ressources en gaz naturel découvertes et non découvertes en Amérique du Nord.

Selon les estimations fournies par l'ONE (tirées du scénario Techno-Vert), les ressources fondamentales canadiennes en gaz naturel, y compris la production et les ressources non découvertes cumulées, se chiffrent à 596 billions de pi³. L'ONE estime que le BSOC recèle 80 billions de pi³ de réserves non découvertes de méthane de houillère, ce qui équivaut à plus de 20 % de l'ensemble des ressources non découvertes estimées par l'Office.

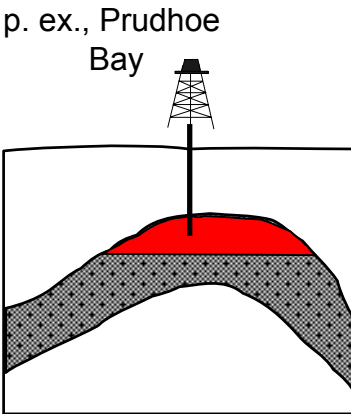
D'après des estimations du MMS et du USGS, les ressources fondamentales en gaz naturel des États-Unis, production cumulative et ressources non découvertes y compris, s'élèvent à 2 603 billions de pi³.

Sources: ONÉ, EIA, MMS, USGS

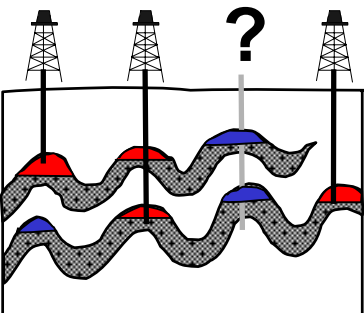
Figure 18



p. ex.,
Calgary



p. ex., Prudhoe
Bay



■ Prouvées

■ Non découvertes

Réserves prouvées : quantités estimatives de gaz que contiennent des gisements de gaz exploités, situés à proximité de pipelines et de marchés. Les exploitants ont la certitude de pouvoir récupérer les volumes de gaz au cours des années à venir, compte tenu des conditions technologiques et économiques actuelles.

Ressources découvertes : quantités estimatives de gaz que contiennent les gisements en exploitation trop éloignés pour être raccordés à des pipelines ou acheminés à des marchés. À la suite de la construction de pipelines, les volumes de gaz seraient récupérables compte tenu des conditions technologiques et économiques actuelles.

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

Source: RNCan

Tableau 8

Réserves et ressources de gaz en Amérique du Nord¹

(10 ¹² pi ³)	Réserves prouvées (1 ^{er} janv. 2002)	Ressources découvertes	Ressources non découvertes	Totalité des ressources restantes
Alberta	45	0	70	115
Colombie-Britannique	9	0	28	37
Saskatchewan	3	0	1	4
Mainland Territories	1	1	10	12
Ressources nonconventionnelles ²	0	0	80	80
Total, Ouest du Canada	58	1	189	248
Ontario	0	0	1	1
Nouvelle-Écosse	2	6	18	26
Total, Est du Canada	2	6	19	27
Grands bancs et Labrador	0	6	36	42
Mackenzie/Beaufort	0	9	55	64
L'île d'Arctic	0	14	31	45
Autres Frontière	0	0	49	49
Total, Frontière	0	29	171	200
Total, Canada	60	36	379	475
Zone côtière des É.-U. et zones extracôtières des États	139	322	320	781
Zone fédérale extracôtière des É.-U.	27	68	362	457
Ressources nonconventionnelles ³	18	0	359	377
Total, E.-U.	183	390	1 041	1 614
TOTAL, A.N.	243	426	1 420	2 089

Sources : ONE, USGS, MMS **Nota**: (1) Les ressources estimatives sont fondées sur les dernières estimations de l'ONE, du USGS et du MMS. Les données n'ont pas nécessairement été produites pendant l'année en cours ni au même moment. Les données de l'ONE sont préliminaires (tirées de son scénario Techno-Vert), et elles auront peut-être été légèrement révisées au moment de la parution du rapport de l'organisme sur l'offre et la demande d'énergie en juin 2003. (2) Le gaz non conventionnel du BSOC comprend le méthane de houillère et le gaz avarié. (3) Le gaz conventionnel aux États-Unis est le méthane de houillère, situé principalement dans la région des Rocheuses.

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

Les ressources fondamentales en gaz naturel des États-Unis, réserves prouvées y compris, totalisent 1 614 billions de pi³. Si l'on tient compte des niveaux de production intérieurs de 2002, les États-Unis disposent de suffisamment de gaz naturel pour répondre à leurs besoins durant 85 ans.

Selon des estimations formulées par l'ONE, le Canada possède des ressources fondamentales en gaz naturel, réserves prouvées y compris, de 475 billions de pi³. Compte tenu des niveaux de production intérieurs de 2002, le Canada est apte à subvenir à ses besoins en gaz naturel durant 77 ans.

Tableau 9

Réserves de gaz naturel en Amérique du Nord

	1 ^{er} janv. 2002 (10 ⁹ pi ³)	1 ^{er} janv. 2001 (10 ⁹ pi ³)	1 ^{er} janv. 2000 (10 ⁹ pi ³)	Change- ment 10 ⁹ pi ³ 2002 vs. 2001	Change- ment % 2002 vs 2001	Change- ment % 2001 vs 2000
Golfe zone terrestre ¹	57 914	56 088	54 363	1 826	3,3 %	3,2 %
Golfe zone extracôtière	26 496	26 172	25 452	324	1,2 %	2,8 %
Total pour le Golfe	84 410	82 260	79 814	2 150	2,6 %	3,1 %
Centre continent américain	20 275	20 579	19 838	-304	-1,5 %	3,7 %
Rocheuses américaines	48 143	48 143	41 875	0	0,0 %	15,0 %
Autres, É.-U.	25 857	26 445	25 879	-588	-2,2 %	2,2 %
Réserves totales pour les É.-U.	183 460	177 427	167 406	6 033	3,4%	6,0%
Ouest canadien	57 515	56 937	58 078	578	1,0 %	-2,0 %
Plateau néo-écossais	2 190	2 381	2 502	-191	-8,0 %	-4,8 %
Autres, Canada ²	413	415	430	-2	-0,5 %	-3,5 %
Total pour le Canada	60 118	59 733	61 010	385	0,6%	-2,1%
Réserves totales A.N.	243 578	237 160	228 416	6 418	2,7%	3,8%

Sources: EIA US Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves 2001 Annual Report (données américaines), et Association canadienne des producteurs pétroliers (données canadiennes). **Nota:** (1) Golfe zone terrestre inclut toutes les réserves terrestres du Texas, de la Louisiane, du Mississippi et de l'Alabama, auxquelles sont ajoutées les réserves extracôtières de ces États qui relèvent de ces derniers. (2) Principalement l'Ontario.

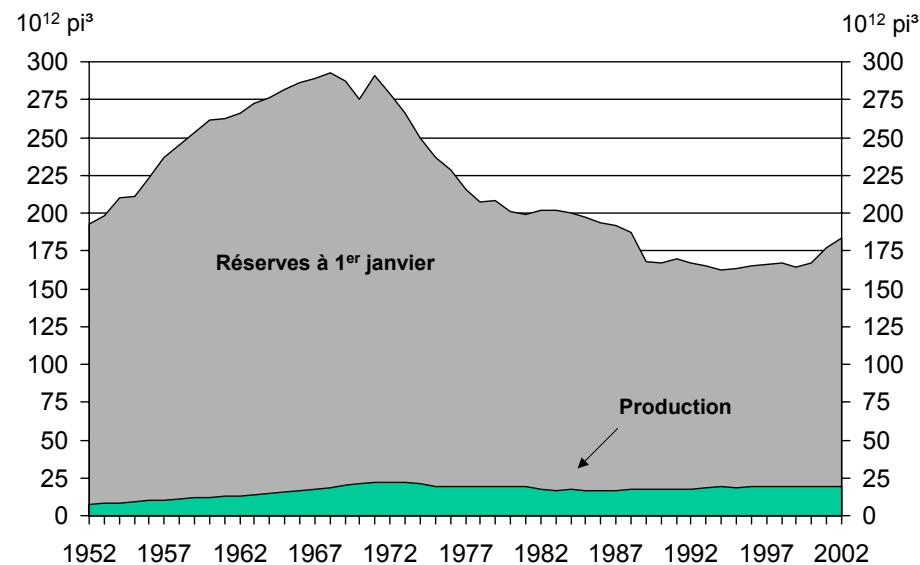
Les données sur les réserves d'une année donnée paraissent presque toujours une année complète plus tard. Par exemple, les variations des réserves enregistrées en 2001 ont été publiées en novembre 2002 au Canada et en septembre 2002 aux États-Unis. Les derniers chiffres parus sur les réserves se rapportent au 1^{er} janvier 2002.

En janvier 2002, les réserves gazières nord-américaines étaient supérieures de 2,7 % au niveau de janvier 2001. D'une année à l'autre, les réserves gazières du BSOC ont augmenté de 1 % pour se chiffrer à 57 515 milliards de pi³. Les réserves gazières américaines ont progressé de 3,4 % pour s'établir à 183 460 milliards de pi³. La plus grande part de la hausse des réserves est attribuable à la région de la Côte du golfe, notamment au Texas, dont les réserves ont grimpé de près de 1 450 milliards de pi³.

Les tendances des réserves sont un excellent indicateur de la production future. Par le passé, les ajouts aux réserves supérieurs à la production ont signalé des hausses de la production future. Comme les ajouts aux réserves des dernières années ont été plus ou moins égaux à la production, l'offre sera relativement stable à moyen terme.

Figure 19

Réserves gazières américaines totales

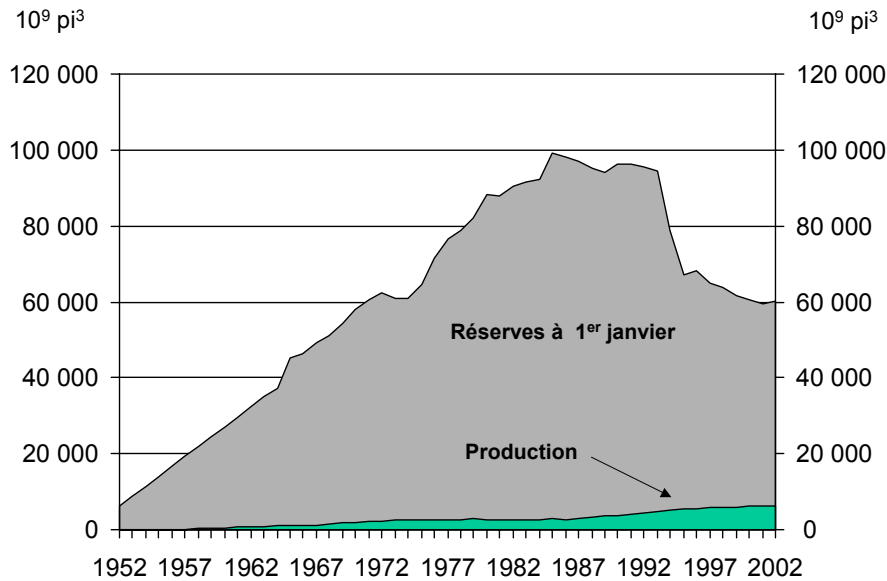


Source: EIA

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

Les réserves américaines ont atteint un sommet de quelque 290 milliards de pi³ en 1970, auquel moment le ratio réserves-production était de 13,4. Après ce sommet, elles ont piqué rapidement. De 1971 à 1991, elles ont chuté de plus de 40 %. Cela dit, les réserves américaines ont augmenté au cours de sept des huit dernières années.

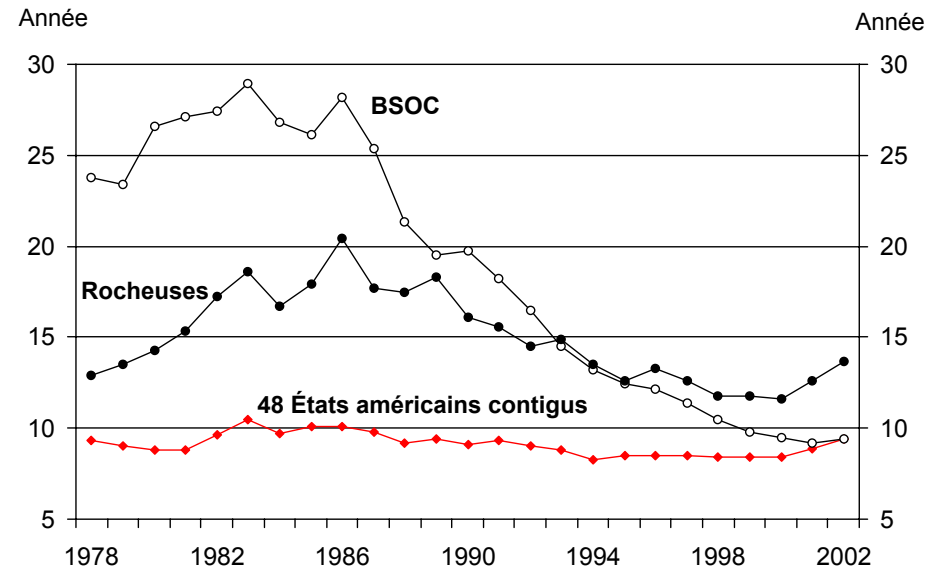
Les réserves américaines ont augmenté de manière appréciable en 2001 grâce principalement à des hausses enregistrées au Wyoming, au Colorado et au Texas. Les réserves gazières américaines étaient composées à 9,6 % de méthane de houillère en 2001.

Figure 20**Réserves gazières canadiennes totales**

Sources: ACPP, Statistique Canada

Une comparaison semblable de la totalité des réserves gazières canadiennes brosse un tableau autrement différent. Elles ont atteint une crête en 1983, puis elles ont baissé précipitamment jusqu'en 1994. Une part de la chute était à mettre sur le compte d'importantes révisions négatives visant à supprimer d'anciennes réserves comptabilisées depuis longtemps. Les réserves canadiennes poursuivent leur tendance baissière, quoique à un rythme qui semble ralentir. Par contre, elles ont augmenté de 385 milliards de pi^3 en 2001 à la suite de forages effectués dans des régions classiques.

La production canadienne de gaz est en hausse depuis la découverte de la ressource il y a plus de 100 ans. Par contre, elle a amorcé une tendance à la stabilisation.

Figure 21**Les ratios des réserves à la production**

Sources: EIA, ACPP

Les ratios des réserves à la production (R-P) indiquent le degré de maturité d'une région donnée. La figure illustre la maturation du BSOC, dont le ratio R-P diminue régulièrement depuis 1991. Désormais, il est identique à celui des 48 États du continent américain.

La seule grande région productrice dont le degré de maturité est peu évolué est celle des Rocheuses américaines, dont le ratio R-P augmente chaque année depuis 2000. Il était de 13,7 ans en 2002.

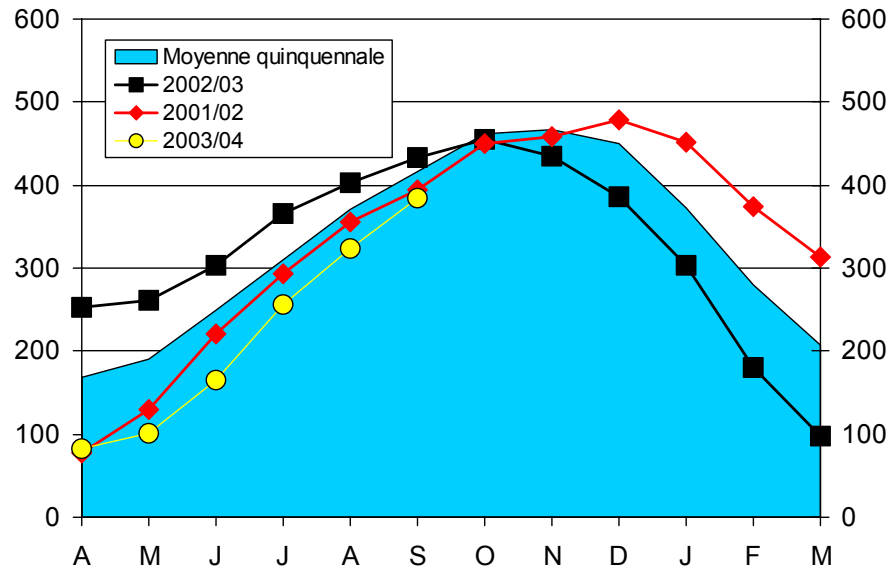
La stabilité du ratio R-P, les réserves globales et la quasi-parité des ajouts à la production et aux réserves ces dernières années semblent autant de facteurs qui annoncent une période relativement stable de production gazière ces prochaines années.

Revue de 2002

Stockage de gaz naturel

Figure 22
Stockage au Canada

10⁹ pi³, au début du mois



Source : Estimations de RNCan fondées sur les données hebdomadaires de Canadian Enerdata et de l'ACG

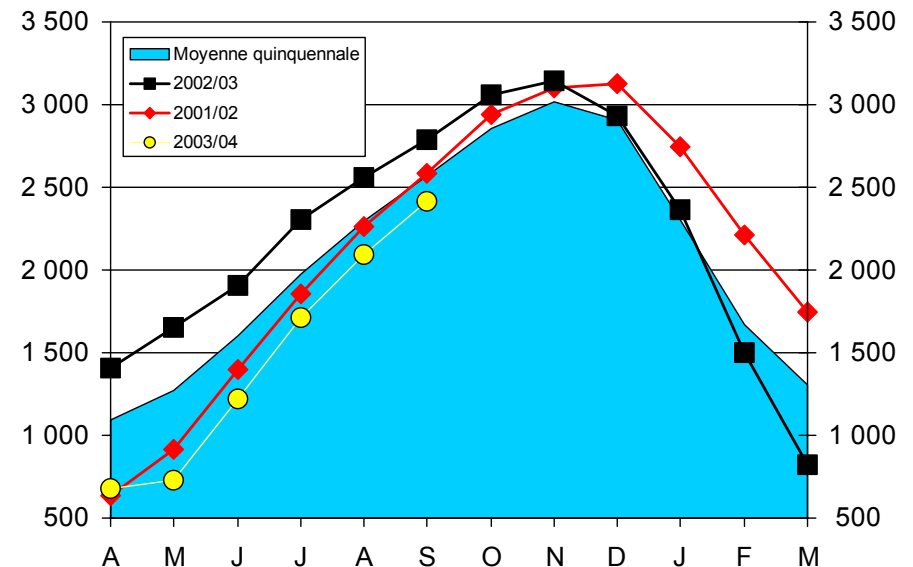
Les soldes de stocks canadiens ont chuté vertigineusement depuis le sommet atteint en octobre 2002 pour s'établir à 83 milliards de pi³ seulement en avril 2003.

Les volumes de stocks étaient en baisse de 67 % en avril en comparaison avec 2002, ce qui signifie que le Canada devra procéder à des injections de stockage de 384 milliards de pi³ au cours de la saison d'injection afin d'égaliser les niveaux de l'an dernier à la fin de la saison en novembre. Depuis, les niveaux de stockage ont augmenté, si bien qu'ils n'étaient inférieurs à la normale que de 8 % en septembre 2003.

En 2002-2003, 170 milliards de pi³ de gaz ont été prélevés sur les stocks.

Figure 23
Stockage aux États-Unis

10⁹ pi³, au début du mois



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

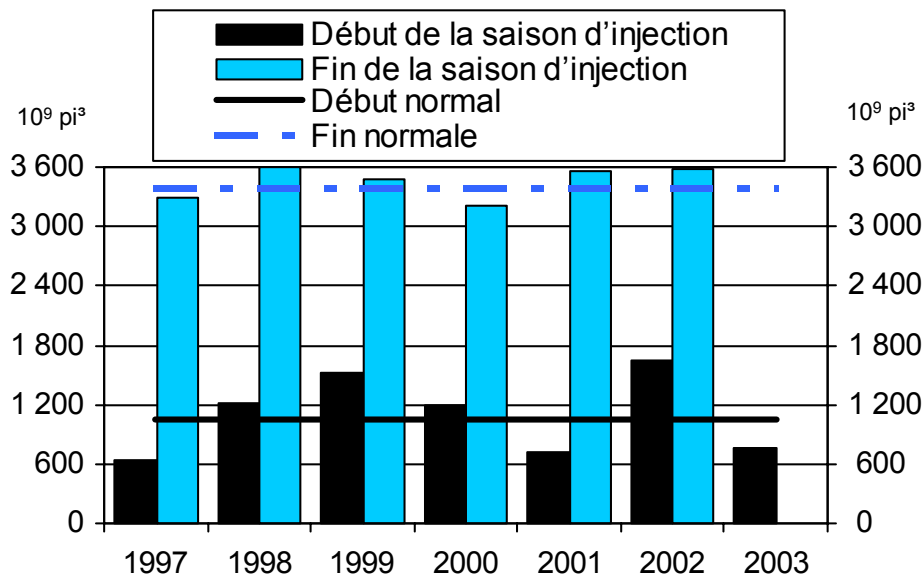
Les soldes de stocks américains sont demeurés élevés tout au long de l'année, mais ils sont tombés en deçà des niveaux enregistrés l'année précédente et de la moyenne quinquennale à cause de la demande provoquée par le temps froid. Les niveaux de stockage étaient en baisse de 727 milliards de pi³ en avril 2003 en comparaison de ce qu'ils avaient été en 2002, soit 38 % de moins que la moyenne quinquennale.

Les États-Unis devaient procéder à l'injection de 2 469 milliards de pi³ de gaz au cours de la saison d'injection pour que les niveaux de stockage soient les mêmes que ceux de l'année précédente à la fin de la saison d'injection. En septembre, la donnée avait été ramenée à 728 milliards de pi³, c'est-à-dire 364 milliards de pi³ par mois, ce qui est raisonnable.

Au cours de 2002-2003, 727 milliards de pi³ de gaz ont été prélevés sur les stocks.

Figure 24

Niveaux de stockage nord-américains



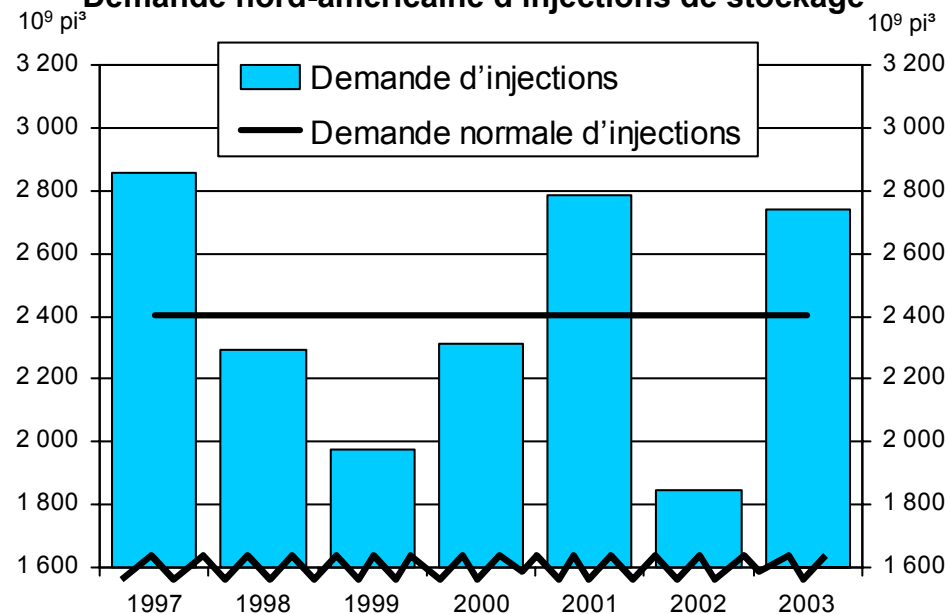
Sources: Canadian Enerdata, ACG, EIA, AGA

La saison des injections de stockage s'étend du 1^{er} avril au 1^{er} novembre. Les soldes de stocks nord-américains au début et à la fin de diverses saisons d'injection antérieures sont présentés ci-dessus. Ces données s'accompagnent des niveaux normaux (moyenne de 1997 à 2001) au début et à la fin de la saison. Au début de la saison d'injection 2003, les niveaux de stockage nord-américains sont sensiblement inférieurs à la normale. Cependant, cette situation est comparable à celles qui existaient au printemps en 1997 et 2001.

Pour atteindre les niveaux de stockage qui existaient le 1^{er} novembre 2002, des injections de 2 820 milliards de pi³ de gaz devront être effectuées au cours de la saison d'injection 2003.

Figure 25

Demande nord-américaine d'injections de stockage

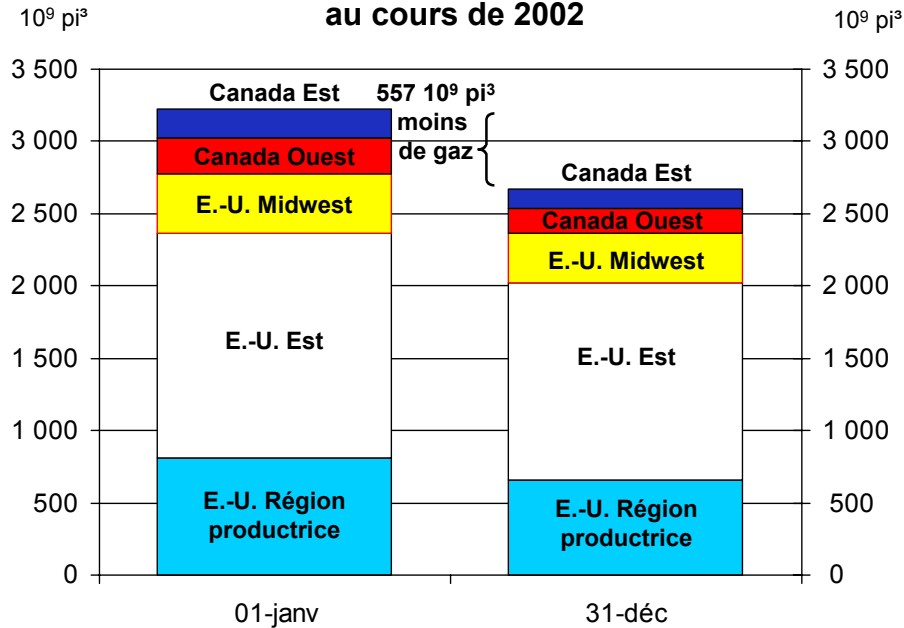


Sources: Canadian Enerdata, ACG, EIA, AGA, Estimations de RNCan

Comme l'illustre le graphique ci-dessus, la saison des injections de stockage débute le 1^{er} avril. Entre cette date et le 1^{er} novembre, tous les efforts possibles sont déployés pour atteindre des niveaux qui permettront de satisfaire à la demande qui se manifestera l'hiver suivant. Le graphique ci-dessus montre le volume des stocks qu'il est nécessaire d'injecter, du 1^{er} avril au 1^{er} novembre, pour parvenir à 3 500 milliards de pi³, soit le niveau de stockage moyen le 1^{er} novembre de 1997 à 2001.

Pour que le Canada et les États-Unis connaissent des niveaux de stockage normaux en novembre 2003, les deux pays devront procéder au cours de l'été à des injections de gaz de beaucoup supérieures à celles de l'année dernière. La demande de gaz manifestée par les exploitants de parcs de réservoirs en 2003 s'élèvera à quelque 2 750 milliards de pi³ au cours de la saison d'injection d'été, qui compte 213 jours, ce qui équivaut à 12,9 milliards de pi³ par jour. Or la demande exprimée par les exploitants en 2002 n'était que d'environ 8,6 milliards de pi³ par jour.

Figure 26
Variations du stockage nord-américaines
au cours de 2002



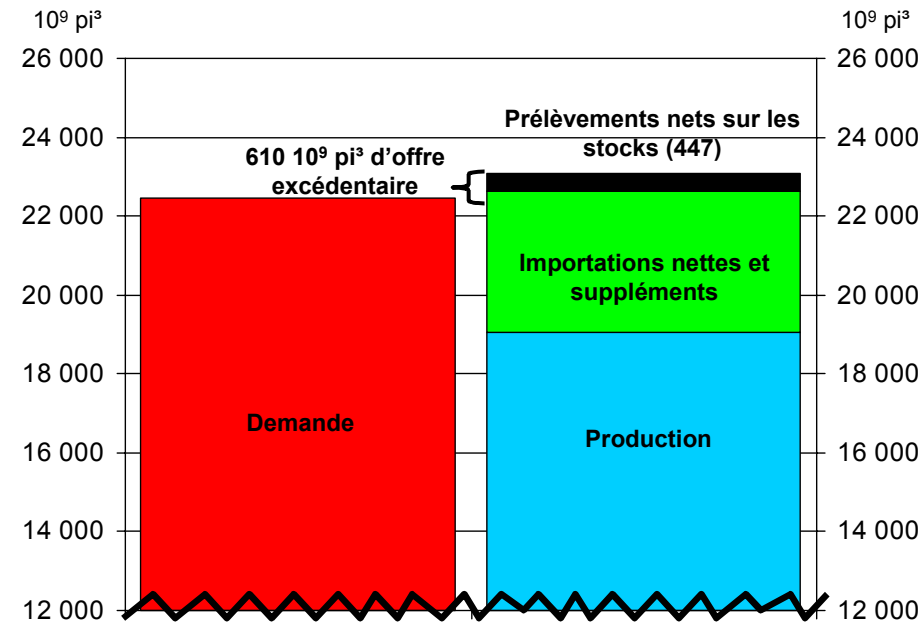
Sources : ACG, Canadian Enerdata, EIA, estimations de RNCan

Les stocks nord-américains ont diminué tout au long de l'année civile. La plus importante diminution absolue a eu lieu dans l'Est des États-Unis, région qui a connu une baisse de 191 milliards de pi³. La diminution la plus forte en pourcentage s'est produite dans l'Est du Canada, où les niveaux de stockage ont chuté de 34 %.

Dans l'ensemble, le stockage nord-américain a rétréci de 557 milliards de pi³, ce qui correspond à une diminution de 17 % entre janvier et décembre.

Essentiellement, le marché gazier a effectué des emprunts sur les stocks sous forme d'un prélèvement de 557 milliards de pi³ en 2002.

Figure 27
Déséquilibre entre l'offre et la demande aux États-Unis



Source: EIA Natural Gas Monthly – Tableau 2 (mai 2003)

Le graphique illustre l'« élément correctif » utilisé aux États-Unis. Des différences entre les méthodes de comptabilisation de l'offre et de la demande aux États-Unis font qu'elles ne concordent jamais parfaitement, même après la prise en compte du mouvement des stocks. En 2002, la demande a été sous-estimée, l'offre a été surestimée, ou les deux.

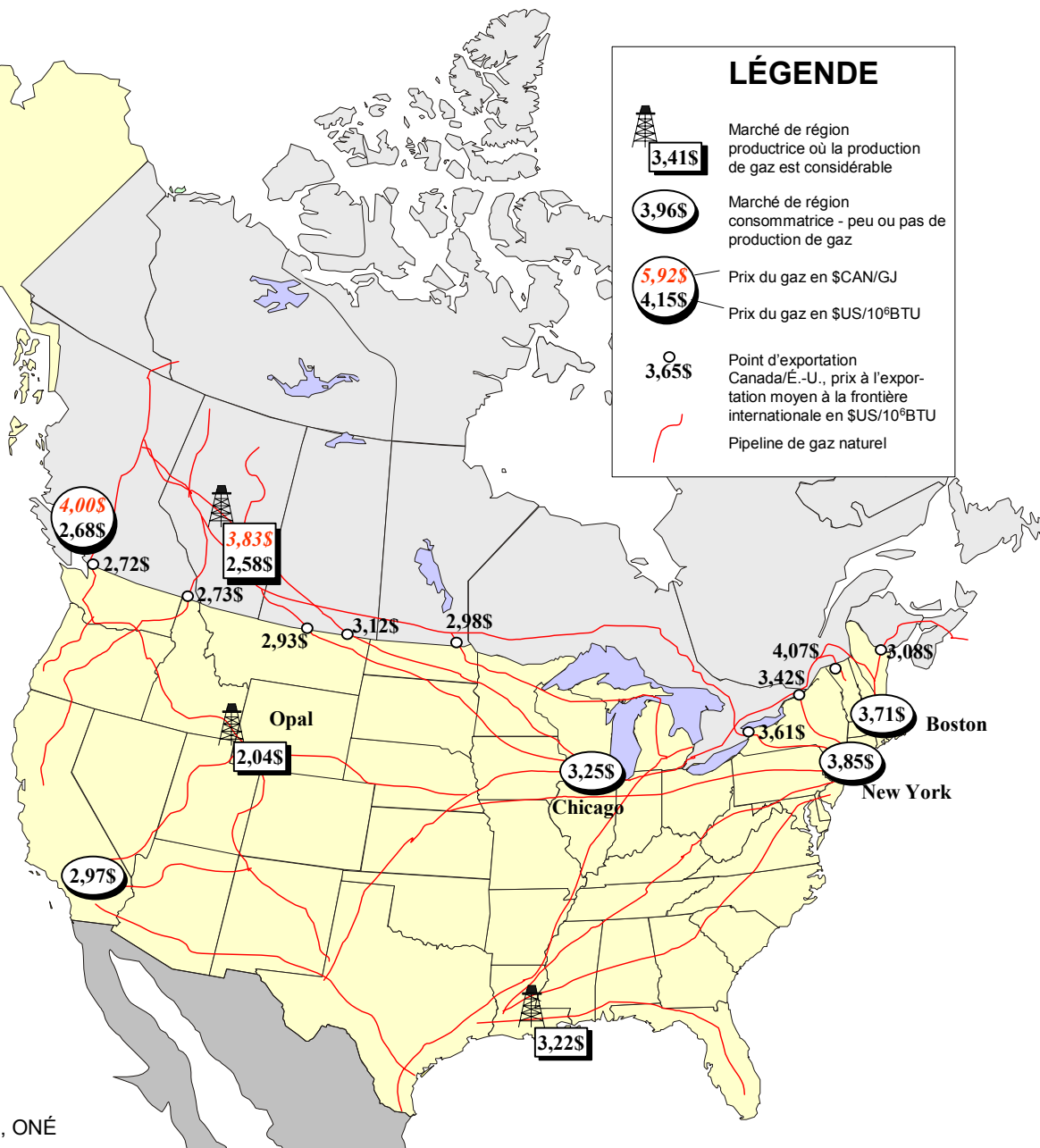
Les données de mai 2003 provenant de l'EIA révèlent un « élément correctif » de 610 milliards de pi³ applicable à 2002 — ce qui signifie que l'offre était supérieure à la demande.

Si le volume est important, la situation est néanmoins plutôt normale. L'élément correctif se chiffrait à -113 en 1999, -271 en 2000 et 46 en 2001.

Revue de 2002

Prix du gaz naturel

Carte 4 Prix du gaz naturel au Canada et aux États-Unis



La carte illustre les prix (mensuels) du gaz naturel sur le marché au comptant en 2002 à divers carrefours partout au Canada et aux États-Unis. Il s'agit de la moyenne annuelle de 12 prix mensuels, exception faite des cours à la frontière du gaz exporté, lesquels sont des moyennes pondérées en fonction du volume.

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

En 2002, les cours du gaz étaient relativement bas partout au Canada et aux États-Unis. De nombreux facteurs expliquent la situation, y compris le temps doux, des niveaux de stockage élevés, une demande industrielle en chute et une économie qui tournait au ralenti, surtout aux États-Unis.

Tableau 10

Prix du gaz naturel par région¹

Région	Moy. 2002	Moy. 2001	Moy. 2000	Change-ment % 02 vs 01	Change-ment % 01 vs 00
AECO-C	2,58 \$	4,05 \$	3,40 \$	-36 %	19 %
NYMEX	3,22 \$	4,27 \$	3,89 \$	-25 %	10 %
Californié	2,97 \$	8,04 \$	5,00 \$	-63 %	61 %
Huntingdon	2,68 \$	4,57 \$	4,15 \$	-41 %	10 %
Opal	2,04 \$	3,65 \$	3,41 \$	-44 %	7 %
Chicago	3,25 \$	4,45 \$	3,96 \$	-27 %	12 %
Dracut	3,71 \$	5,16 \$	4,41 \$	-28 %	17 %
Dawn	3,28 \$	4,58 \$	4,06 \$	-28 %	13 %

Sources: Friedenber, GLJ. Note: (1) Tous les prix dans \$US million/BTU.

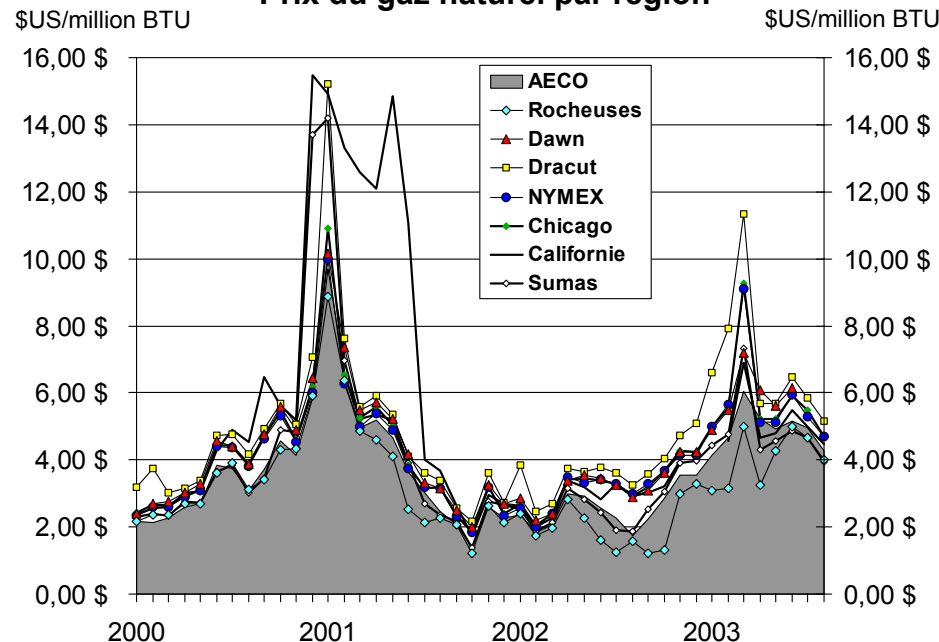
En 2002, les cours étaient relativement faibles dans toutes les grandes régions de l'Amérique du Nord. En Alberta, ils s'établissaient en moyenne à 2,58 \$US/million de BTU, soit 36 % de moins qu'en 2001. Les prix du gaz sur le marché à terme de la NYMEX étaient inférieurs de 25 % à ce qu'ils avaient été en 2002.

La baisse la plus importante a été enregistrée en Californie, où les cours ont chuté de plus de 170 %. Les prix ont également accusé un repli appréciable en Colombie-Britannique et dans les Rocheuses.

Les prix sont demeurés modérés par rapport à 2002 à cause d'une destruction poussée de la demande, notamment dans le secteur industriel, conjuguée au temps doux, à un ralentissement de l'économie américaine et à des niveaux de stockage supérieurs à la normale au cours de la plus grande partie de 2002. Bien que certains industriels aient opté à nouveau pour le gaz naturel tandis que les prix se modéraient, une économie léthargique et des préoccupations au sujet de la volatilité des cours du gaz ont fait que la demande industrielle est demeurée faible en 2002. En revanche, à la fin de l'année, des inquiétudes concernant l'offre insuffisante, des cours du pétrole en progression et une économie en voie de redressement ont eu tendance à faire grimper les cours à nouveau.

Figure 28

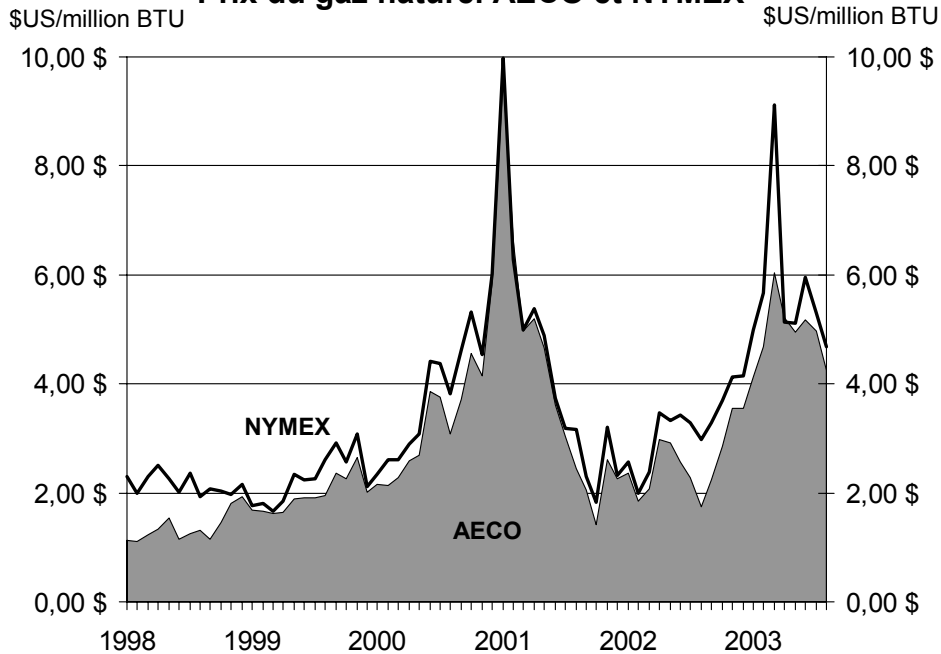
Prix du gaz naturel par région



Source: Friedenber, GLJ

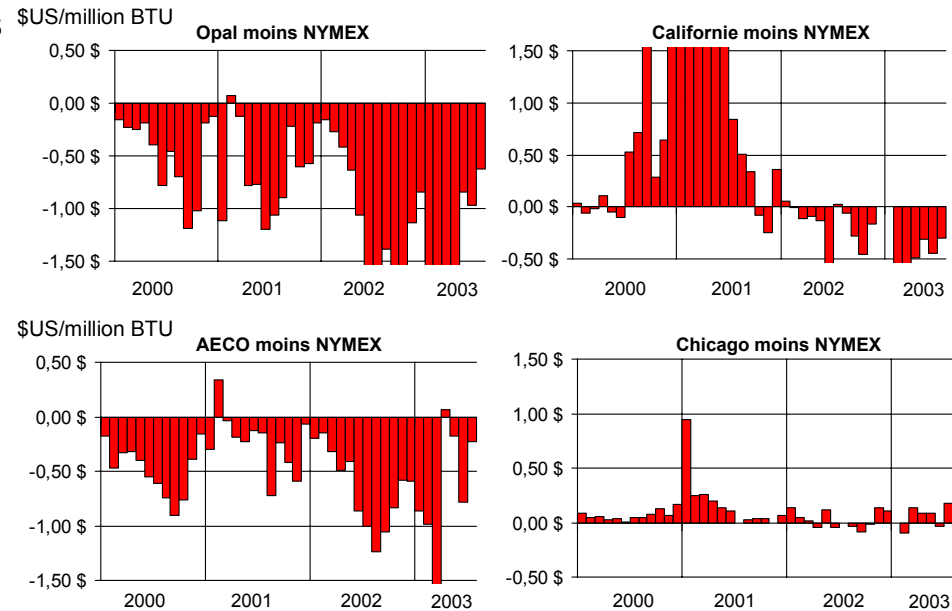
Les prix mensuels au comptant dans les principales régions de l'Amérique du Nord sont présentés ci-dessus. Règle générale, d'importants écarts indiquent que des contraintes pèsent sur la capacité de transport entre deux endroits.

Au début de 2001, les cours de la Californie et de la Colombie-Britannique étaient déconnectés les uns des autres, surtout à cause de la crise de l'énergie qui sévissait en Californie. À la fin de 2001, les cours régionaux étaient à nouveau intégrés, comme le temps doux, la substitution de carburants et une économie en perte de vitesse se sont soldés par une chute importante de la demande, situation qui a exercé des pressions baissières sur les prix. En juin 2002, les cours de la Californie et des Rocheuses ont une fois de plus commencé à se comporter indépendamment de ceux des autres marchés, mais, cette fois, ils y étaient inférieurs. Le gaz était enclavé dans les Rocheuses et son cours a reculé, s'établissant à 1,20 \$US/million de BTU en septembre, soit 2 \$US/million de BTU de moins que le cours de la NYMEX. La différence entre le cours des Rocheuses et celui de la NYMEX était de 1,18 \$ US/million de BTU en moyenne en 2002.

Figure 29**Prix du gaz naturel AECO et NYMEX**

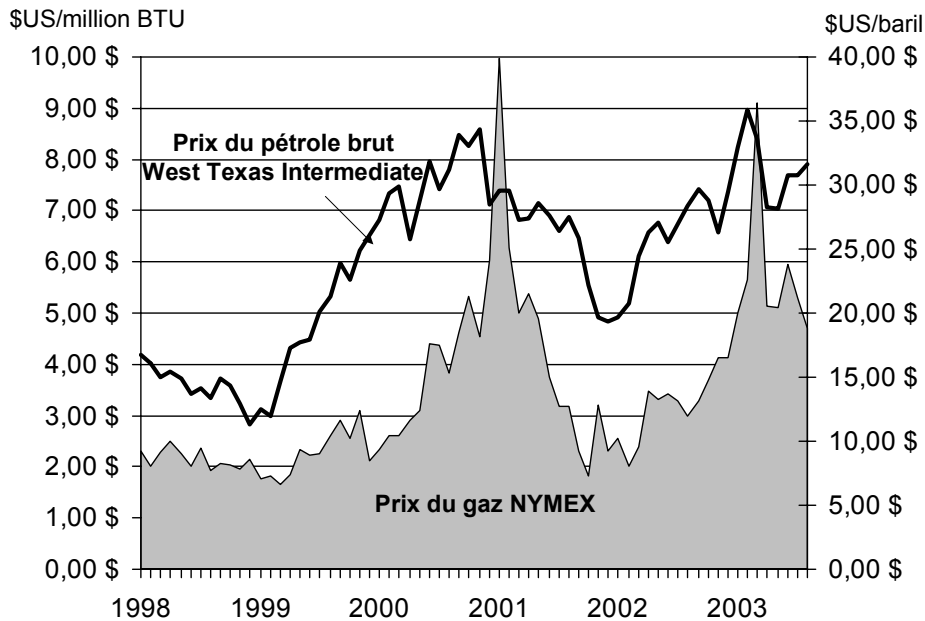
Sources: Friedenber, GLJ

Les deux carrefours de prix importants de l'Amérique du Nord sont le marché intra-Alberta et le carrefour Henry Hub en Louisiane (NYMEX). Un écart de 0,50 \$US/million de BTU entre la NYMEX et l'Alberta est considéré comme normal. De 1999 à 2002, l'écart NYMEX-Alberta s'élevait en moyenne à 0,42 \$US. Par moments, le cours de l'Alberta et celui de la NYMEX seront indépendants l'un de l'autre à court terme. En 2002, le cours moyen de la NYMEX était de 3,22 \$US/million de BTU, celui de l'Alberta, 2,58 \$US, ce qui représente un écart de 0,64 \$US. L'écart s'est creusé en avril 2002, si bien que la moyenne a été de 0,79 \$US/million de BTU d'avril à décembre inclusivement. Il en a été ainsi surtout à cause des cours relativement faibles sur deux des grands marchés canadiens à l'exportation, soit la région du Nord-Ouest du Pacifique et la Californie. Les faibles cours sur ces marchés ont fait qu'ils ont peu attiré le gaz canadien. Ce dernier s'est donc accumulé en Alberta, où il a fait baisser les prix quelque peu.

Figure 30**Différences entre les prix du gaz naturel**

Sources : Friedenber, GLJ

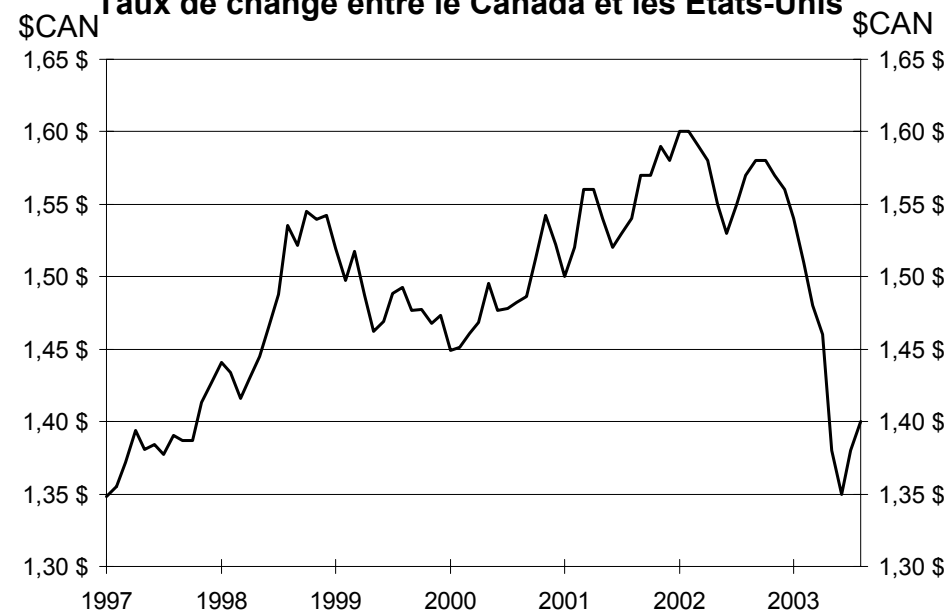
Les écarts ont continué à s'élargir en 2002 et se sont même inversés dans certains cas. Les cours de la Californie étaient supérieurs à ceux de la NYMEX en 2001, mais le contraire était vrai en 2002. À l'échelle régionale, les prix du gaz dans les Rocheuses (à Opal) se sont fixés bien en deçà des autres cours du marché en 2002. Deux facteurs sont en cause. D'abord, la reprise de la production d'hydroélectricité dans l'Ouest des États-Unis à l'été 2002 a réduit les besoins en gaz à des fins de production d'électricité et, partant, la demande dont était l'objet la production en provenance des Rocheuses. Deuxièmement, la capacité de production disponible dans les Rocheuses n'avait pas d'issue sous forme de capacité d'acheminement par pipeline. Les écarts de prix entre les Rocheuses et le carrefour Henry Hub sont passés de 0,16 \$US/million de BTU en janvier 2002 à 2,38 \$US en octobre. Les faibles cours dans les Rocheuses ont également influé sur les prix dans la région du Nord-Ouest du Pacifique, en Californie et en Alberta.

Figure 31**Les prix du pétrole brut et du gaz naturel**

Sources: Economagic, GLJ

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

Au début de 2002, les prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) variaient de 20 à 25 \$US par baril. À la fin de 2002, tandis que la guerre d'Iraq était à l'horizon et qu'une grève sévissait dans le secteur pétrolier au Venezuela, les prix ont franchi la barre des 30 \$US par baril. Ainsi, des cours pétroliers élevés ont soutenu de forts cours gaziers à la fin de 2002. Le prix du gaz et celui du pétrole se chiffrant à des sommets historiques, les consommateurs industriels sont peu motivés à substituer un carburant à l'autre.

Figure 32**Taux de change entre le Canada et les États-Unis**

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

Les marchés gaziers canadien et américain sont fortement intégrés, et, en règle générale, les prix se suivent. Par conséquent, les variations de taux de change influencent le cours du gaz canadien. Depuis plusieurs années, le dollar canadien recule contre le dollar américain, ce qui a essentiellement pour effet d'accroître le prix du gaz naturel en dollars canadiens. Un exemple s'impose : si le taux de change des deux monnaies en 2002 avait été égal à celui de 1997, le prix moyen du gaz canadien en 2002 aurait été de 3,40 \$CAN/GJ plutôt que 3,83 \$CAN, soit le cours réel. En 2002, 1,00 \$US valait en moyenne 1,57 \$CAN, soit 0,02 \$ CAN de moins que l'année précédente. Par contre, la tendance suivie par les taux de change s'est inversée en 2003, si bien que le dollar canadien gagne en valeur contre le dollar américain.

Revue de 2002

Ventes canadiennes à l'exportation
et sur le marché intérieur

Carte 5 Marché intérieur et marché d'exportation

Production = 6 112 10⁹ pi³
Importations = 273 10⁹ pi³
Exportations brutes = 3 755 10⁹ pi³
Exportations nettes = 3 483 10⁹ pi³
Demande intérieure = 2 708 10⁹ pi³

Les **exportations brutes** représentent plus de 17% de la demande américaine totale et plus de 61% de la production canadienne.

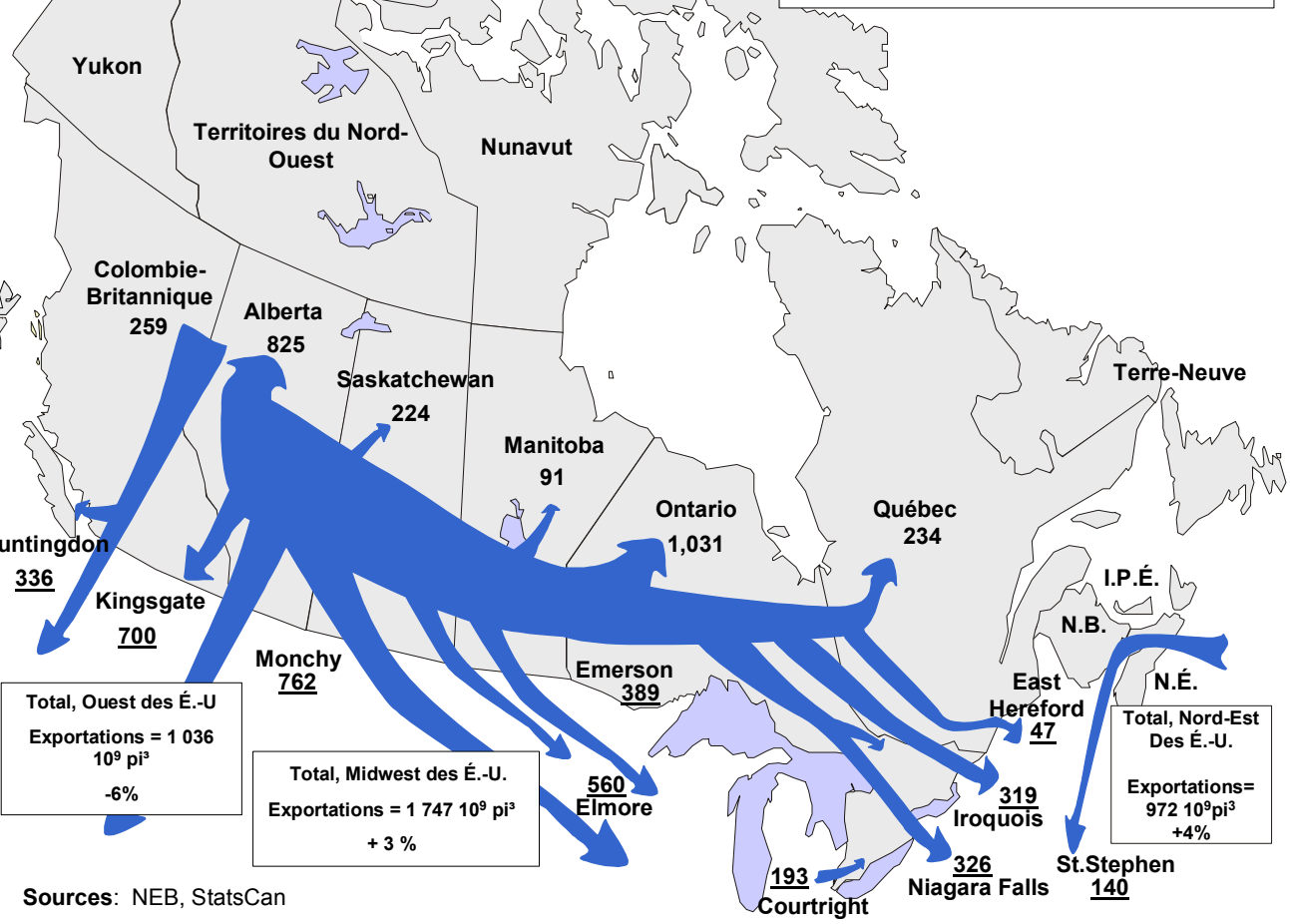
LÉGENDE

209 Demande de gaz provinciale

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

1 029 10⁹ pi³ Exportations totales vers la région en 2002

25% Évolution en % en 2002 vs 2001



Sources: NEB, StatsCan

La carte présente les volumes des exportations et des importations de gaz naturel à divers carrefours d'échanges au Canada et aux États-Unis. Il s'agit de la totalité des volumes ayant transité par ces endroits en 2002.

Au cours de l'année écoulée, les exportations à destination de l'Ouest américain ont diminué de 6 %, donnée qui s'ajoute à la diminution de 7 % enregistrée en 2001. Les exportations ont crû légèrement dans le Midwest et le Nord-Est américains.

À l'échelle régionale, les exportations vers l'Ouest américain se sont contractées, les exportateurs ayant préféré expédier leur gaz au Midwest ou au Nord-Est, régions où les prix et les revenus nets étaient autrement plus élevés.

Les importations canadiennes de gaz américain, lesquelles ont surtout transité par Courtright, étaient en hausse de 20 %, mais la marge positive a été annulée par des exportations en hausse en 2002.

La consommation totale de gaz canadien a été stable en 2002, comme la demande intérieure et les exportations n'ont pratiquement pas varié.

Tableau 11

Demande intérieure et exportations canadiennes

	2002 (10 ⁹ pi ³)	2001 (10 ⁹ pi ³)	Change- ment (10 ⁹ pi ³)	Change- ment % 2002 vs 2001
Exportations brutes vers l'Ouest des É.-U.	1 036	1 104	- 68	-6 %
Exportations brutes vers le Midwest des É.-U.	1 747	1 692	55	3 %
Exportations brutes vers le Nord-Est des É.-U.	972	932	41	4 %
Exportations brutes totales	3 755	3 728	28	1 %
Importations en provenance des É.-U.	273	228	45	20 %
Exportations nettes	3 483	3 500	- 17	0 %
Demande de l'Ouest du Canada	1 352	1 451	- 99	-7 %
Demande de l'Est du Canada	1 356	1 245	111	9 %
Demande canadienne totale	2 708	2 697	12	0 %
Exportations nettes	3 483	3 500	- 17	0 %
Demande canadienne	2 708	2 697	12	0 %
Ventes canadiennes totales de gaz	6 191	6 196	- 5	0 %

Sources: Flux des exportations et des importations tirés de l'ONÉ. Demande canadienne fondée sur les estimations de Statistique Canada et de RNCAN. **Nota:** Les exportations brutes correspondent aux flux de gaz entrant aux États-Unis à partir du Canada qui ont été considérées comme des exportations. Ces flux diffèrent du gaz qui entre dans le pipeline desservant les Grands Lacs aux États-Unis et qui revient sans interruption au Canada. Ce gaz n'est considéré ni comme une exportation ni comme une importation et est inclus dans le gaz canadien vendu sur le marché intérieur. Les exportations nettes correspondent aux exportations brutes moins les importations. Les ventes canadiennes totales de gaz égalent les exportations nettes plus la demande canadienne.

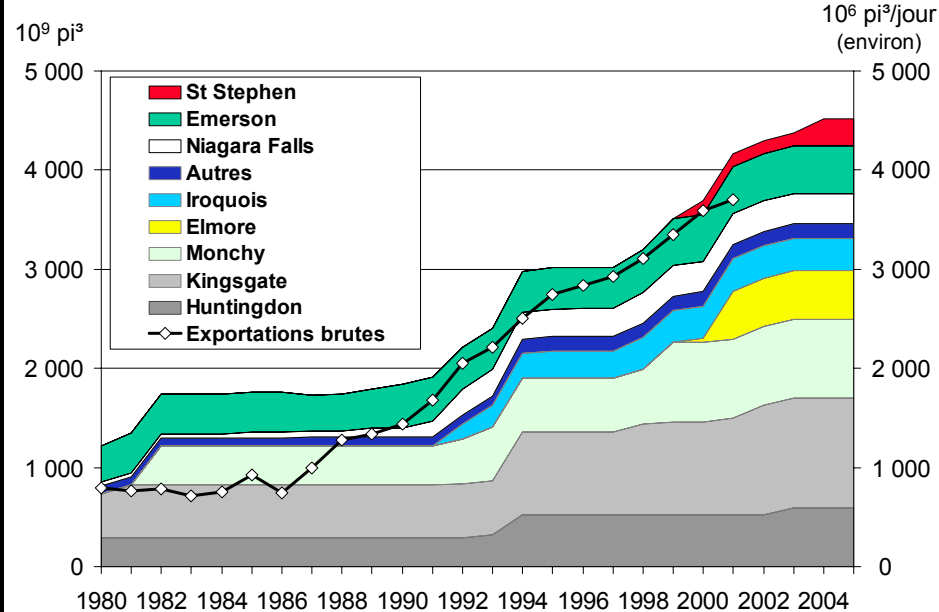
Les exportations canadiennes sont demeurées constantes en 2002, malgré une hausse des importations, lesquelles ont grimpé de plus de 70 % en deux ans.

Les exportations brutes vers l'Ouest américain ont rétréci de 6 % à cause du recours accru à l'hydroélectricité et de l'expansion de l'offre de gaz provenant des Rocheuses américaines.

La demande intérieure canadienne est demeurée constante, le repli de 7 % de la demande dans l'Ouest canadien ayant été équilibré par une hausse de 9 % dans l'Est. Les ventes canadiennes totales de gaz n'ont reculé que de 5 milliards de pi³, malgré les cours relativement élevés.

Figure 33

Capacité pipelinière par point d'exportation canadien



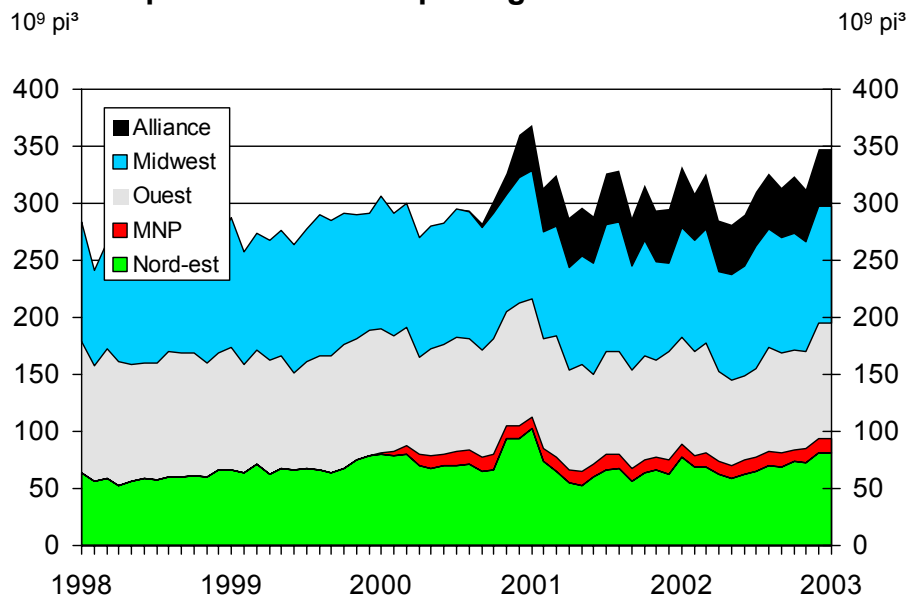
Sources : ONÉ, estimations de RNCAN, sociétés pipelinières, documents réglementaires

Le graphique ci-dessus illustre la capacité canadienne totale d'exportation par pipeline aux divers points d'exportation. Au début des années 1980, la capacité d'exportation canadienne était en hausse grâce au prolongement des tronçons ouest et est du RTGNA construits préalablement. Au cours de la période d'activité réglementée, le facteur de charge était de l'ordre de 50 %.

À la suite de la déréglementation au milieu des années 1980, le facteur de charge s'est mis à grimper, pour s'établir à 80 % au début des années 1990. Cette situation a provoqué la construction de nombreux pipelines, notamment dans les régions du Nord-Est et du Midwest américains. Les plus récents projets d'expansion ont été réalisés sur les marchés de l'Ouest : il s'agit notamment de ceux de NWPL dans le Nord-Ouest du Pacifique et de PGT dans la même région aussi bien qu'en Californie.

Figure 34

Exportations brutes par région aux États-Unis



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

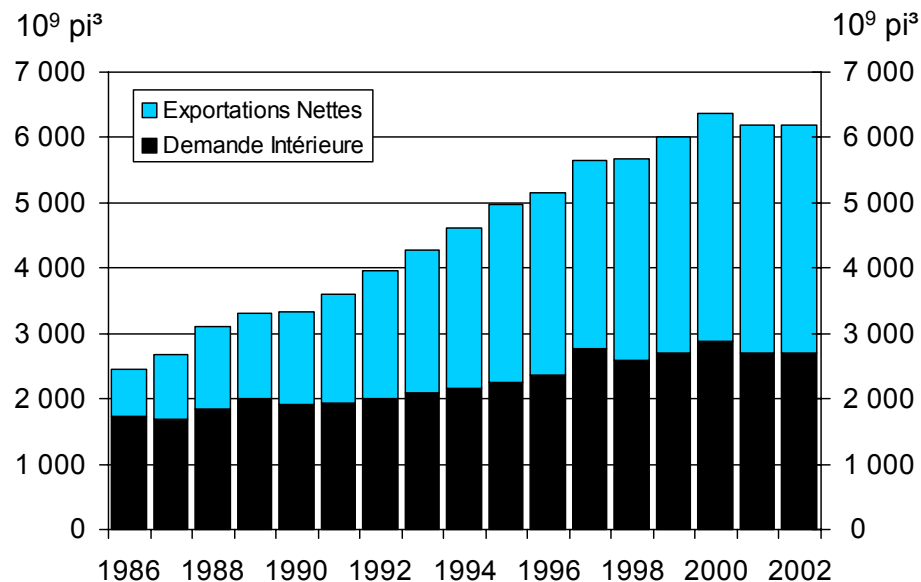
Les exportations brutes de gaz naturel vers les États-Unis n'ont augmenté que de 1 % cette année, donnée de loin inférieure à la moyenne historique de 5 %.

À l'échelon régional, les exportations brutes vers le Nord-Est et le Midwest américains ont grimpé de 5 % et 2 % respectivement. La situation est moins réjouissante en ce qui concerne l'Ouest américain, les exportations à destination de cette région ayant reculé de 6 % en comparaison de 2001.

En 2002, 32 % des exportations vers le Midwest américain ont transité par le pipeline d'Alliance Pipeline. Dans la même optique, 14 % de la totalité des exportations destinées au Nord-Est américain sont passées par le pipeline de Maritimes and Northeast Pipeline.

Figure 35

Demande intérieure et exportations nettes



Source : ONÉ, statistique Canada, estimations de RNCan

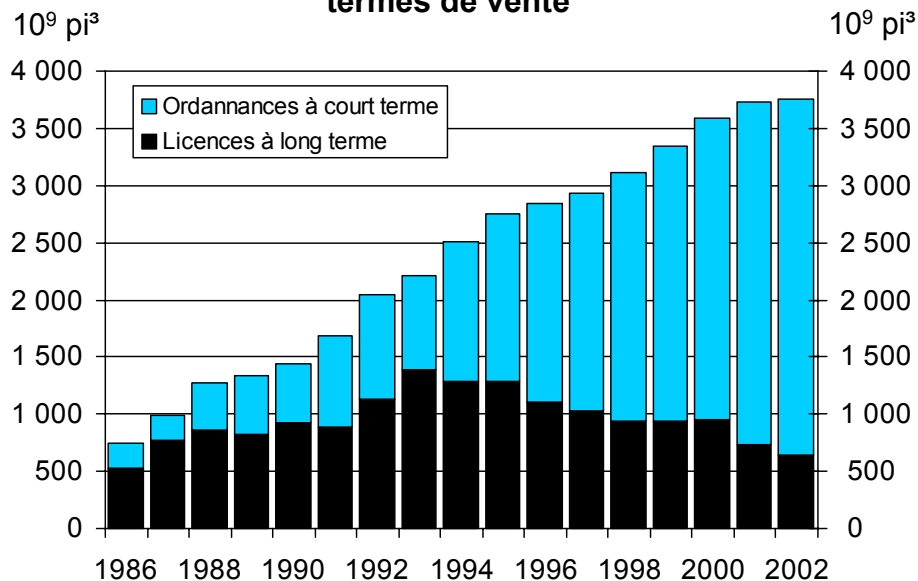
Les exportations nettes ont diminué pour la première fois en 16 ans, de 17 milliards de pi^3 ou un peu moins de 1 %, par rapport à 2001. Eu égard à la maturité des ressources fondamentales du Canada, le recul est peut-être le premier signe d'une tendance à long terme.

Parmi les faits positifs, signalons une faible hausse d'environ 12 milliards de pi^3 des ventes intérieures, laquelle révèle l'existence d'une demande continue de gaz naturel au Canada.

Malgré la légère contraction des exportations en 2002, le Canada demeure un important exportateur de gaz naturel, les exportations ayant totalisé 56 % de l'ensemble des ventes de gaz canadien.

Figure 36

Exportations brutes de gaz naturel selon les termes de vente



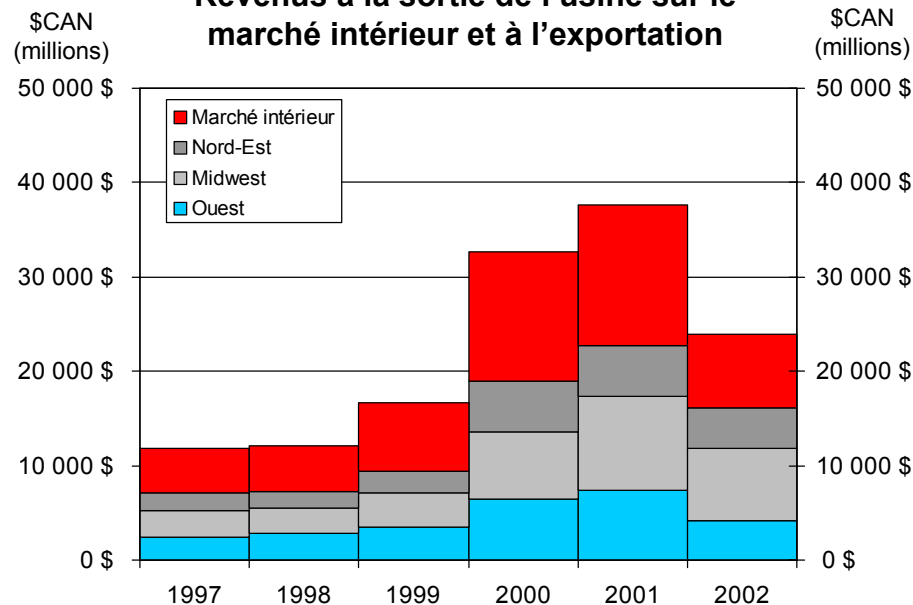
Source : ONÉ

L'Office national de l'énergie (ONÉ) doit approuver les modalités d'une entente d'exportation par voie soit d'un permis à long terme soit d'une commande à court terme (deux ans ou moins).

Il semble se dégager une tendance en faveur des commandes à court terme, lesquelles sont intervenues pour 83 % de l'ensemble des ventes à l'exportation en 2002. Cela marque une hausse par rapport à 2001, année où les commandes à court terme représentaient 80 % de l'ensemble des ventes, et un revirement radical par rapport à 1986, auquel moment les commandes de cette catégorie ne correspondaient qu'à 30 % des exportations.

Figure 37

Revenus à la sortie de l'usine sur le marché intérieur et à l'exportation



Sources : Friedenber, ONÉ, estimations de RNCAN. Nota : Les revenus à la sortie de l'usine intérieurs ne sont que des estimations. Voir tableau 16, p. 59 pour plus de détails.

Les revenus à la sortie de l'usine sont les revenus gagnés par les producteurs à la tête de puits. Les données en la matière ont dégringolé en 2002, le total des revenus ayant accusé un repli de 36 %. Si toutes les régions ont connu une diminution, la perte la plus importante a eu lieu à l'intérieur du pays, où les revenus ont été pratiquement divisés par deux, ce qui représente des pertes supérieures à 7 milliards de dollars. Les revenus intérieurs n'ont pas atteint un plancher pareil depuis 1999.

Le total de revenus à la sortie de l'usine tirés des exportations a également rétréci, de 29 % par rapport à 2001. Des revenus de 3 milliards de dollars ont été perdus dans la seule région de l'Ouest américain, où la baisse s'est chiffrée à 43 %.

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

Prix à l'exportation à la frontière internationale						Prix américains	Marchés canadiens			
Année	Mois	Ouest	MW	N.-É.	Moyenne	NYMEX	AECO	AECO	Huntingdon	Westcoast St 2
		US/10 ⁶ BTU	US/10 ⁶ BTU	US/10 ⁶ BTU	US/10 ⁶ BTU		US/10 ⁶ BTU	CAN/GJ	US/10 ⁶ BTU	US/10 ⁶ BTU
2002	Janvier	2,61 \$	2,48 \$	2,99 \$	2,65 \$	2,56 \$	3,52 \$	2,36 \$	2,52 \$	2,37 \$
	Février	2,05 \$	2,04 \$	2,61 \$	2,19 \$	2,00 \$	2,79 \$	1,85 \$	1,87 \$	1,91 \$
	Mars	2,28 \$	2,46 \$	2,90 \$	2,52 \$	2,39 \$	3,12 \$	2,06 \$	2,13 \$	2,11 \$
	Avril	2,93 \$	3,16 \$	3,56 \$	3,20 \$	3,47 \$	4,46 \$	2,96 \$	3,15 \$	3,12 \$
	Mai	3,03 \$	3,17 \$	3,53 \$	3,22 \$	3,32 \$	4,36 \$	2,91 \$	2,82 \$	2,94 \$
	Juin	2,57 \$	3,05 \$	3,46 \$	3,03 \$	3,42 \$	3,71 \$	2,53 \$	2,42 \$	2,39 \$
	Juillet	2,13 \$	2,81 \$	3,38 \$	2,78 \$	3,28 \$	3,30 \$	2,26 \$	1,90 \$	1,56 \$
	Août	2,01 \$	2,62 \$	3,22 \$	2,60 \$	2,98 \$	2,58 \$	1,74 \$	1,87 \$	1,59 \$
	Septembre	2,63 \$	2,94 \$	3,54 \$	3,01 \$	3,29 \$	3,34 \$	2,25 \$	2,54 \$	2,32 \$
	Octobre	3,30 \$	3,41 \$	3,93 \$	3,51 \$	3,69 \$	4,27 \$	2,86 \$	3,06 \$	2,88 \$
	Novembre	3,56 \$	3,91 \$	4,28 \$	3,91 \$	4,13 \$	5,29 \$	3,54 \$	3,92 \$	3,86 \$
	Décembre	3,56 \$	4,03 \$	4,53 \$	4,03 \$	4,14 \$	5,25 \$	3,52 \$	3,96 \$	3,61 \$
2003	Janvier	4,28 \$	4,75 \$	5,29 \$	4,81 \$	4,99 \$	6,04 \$	4,13 \$	4,44 \$	4,21 \$
	Février	4,62 \$	5,39 \$	6,15 \$	5,45 \$	5,66 \$	6,71 \$	4,68 \$	4,76 \$	4,63 \$
	Mars	6,78 \$	7,95 \$	7,75 \$	7,64 \$	9,11 \$	8,45 \$	6,04 \$	7,32 \$	8,09 \$
	Avril	4,54 \$	5,05 \$	5,22 \$	4,96 \$	5,14 \$	7,20 \$	5,21 \$	4,29 \$	4,27 \$
	Mai	4,73 \$	5,04 \$	5,21 \$	5,01 \$	5,12 \$	6,48 \$	4,94 \$	4,58 \$	4,38 \$
2003	Moyenne	4,99 \$	5,63 \$	5,92 \$	5,57 \$	6,00 \$	6,98 \$	5,00 \$	5,08 \$	5,12 \$
2002	Moyenne	2,72 \$	3,01 \$	3,49 \$	3,05 \$	3,22 \$	3,83 \$	2,57 \$	2,68 \$	2,56 \$
2001	Moyenne	4,47 \$	4,07 \$	4,51 \$	4,30 \$	4,27 \$	5,91 \$	4,07 \$	4,57 \$	4,14 \$
2001/02	Change-ment %	-39 %	-26 %	-23 %	-29 %	-25 %	-35 %	-37 %	-41 %	-38 %
	Change-ment %	52 %	47 %	53 %	49 %	46 %	52 %	49 %	49 %	49 %

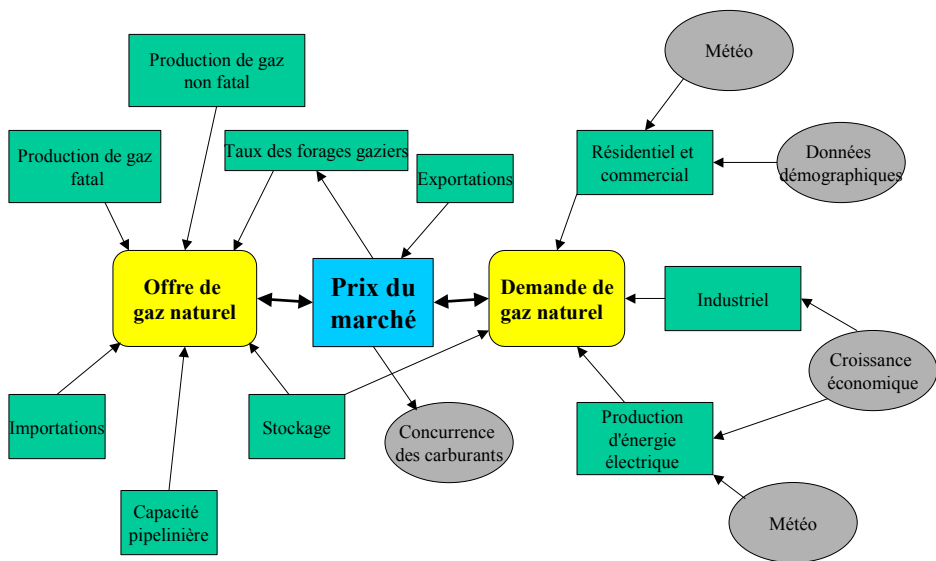
Sources: Friedenber, GLJ, ONÉ, estimations de RNCan. Nota: ¹ Pourcentage de variation annuelle des prix entre 2001 et 2002. ² Pourcentage de variation des prix pour la partie écoulée de l'année entre 2002 et 2003 (de janvier à mai).

En 2002, le prix moyen a été de 3,83 \$CAN/GJ, compris entre un minimum de 2,58 \$ et un maximum de 5,29 \$. Les prix au comptant d'AECO étaient en baisse de 35 % en 2002 par rapport à l'année précédente. Au cours de l'année, les prix à l'exportation à la frontière internationale et les prix intérieurs canadiens ont suivi de près les cours de la NYMEX. En 2002, les cours du gaz naturel sur le marché de l'exportation s'établissaient en moyenne à 3,05 \$US/million de BTU, soit 29 % de moins qu'en 2001. Pour tout dire, les prix du gaz naturel ont baissé dans pratiquement toutes les régions par rapport à 2001. Les cours intérieurs ont chuté par une marge supérieure à la diminution des prix à la frontière internationale et des prix NYMEX. Cependant, tous les prix ont augmenté depuis août 2002 et ont suivi une tendance haussière au cours des mois d'hiver. En 2003, les cours ont augmenté (de janvier à mai) en moyenne de quelque 50 % dans toutes les régions de l'Amérique du Nord.

Perspectives à court terme

Figure 38

Facteurs influençant le prix du gaz naturel



Source: RNCAN

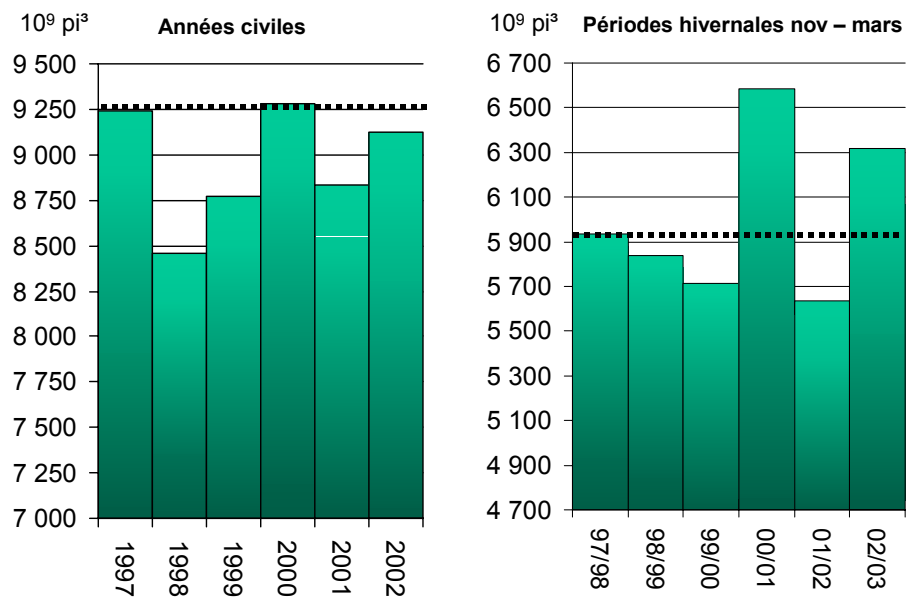
Les éléments fondamentaux de l'offre et de la demande déterminent les prix du gaz naturel. Au chapitre de la demande, les cours sont influencés principalement par le climat, l'expansion économique et la concurrence des carburants. Pour ce qui est de l'offre, ce sont la production, les taux de forage,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

À court terme (c'est-à-dire jusqu'à la fin de l'hiver de 2003-2004), on s'attend à ce que les prix du gaz naturel subissent l'effet du climat, des niveaux de stockage, de la croissance de la production et des cours mondiaux du pétrole brut.

La présente section compare l'état des facteurs déterminants en 2002 et au début de 2003 à leurs niveaux normaux ou aux conditions extrêmes connues dans le passé. Cela donnera aux lecteurs un aperçu des tendances à court terme du marché.

Figure 39

Demande du marché en Amérique du Nord



Source : EIA

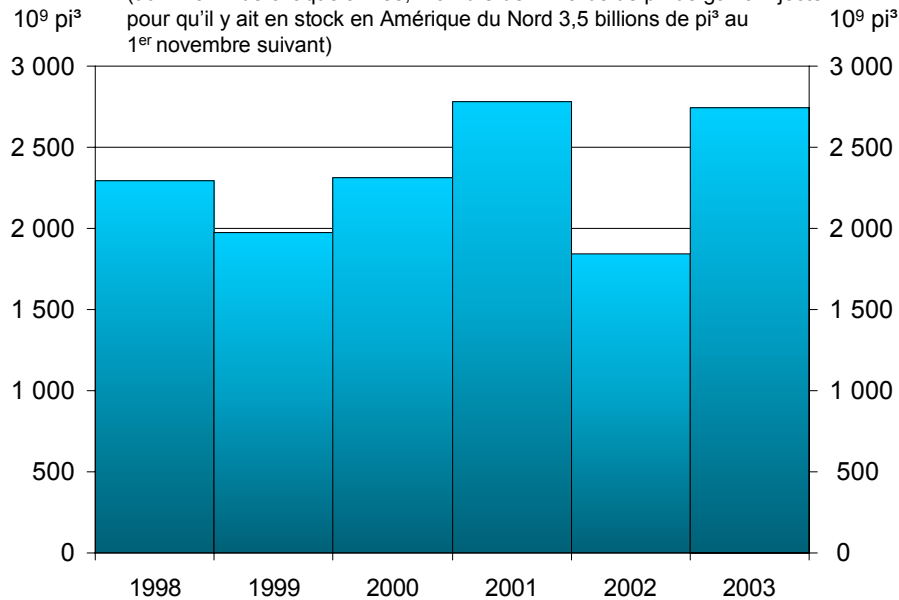
Ces dernières années, les températures enregistrées en Amérique du Nord au cours de l'année civile se sont situées à la normale ou en dessous de la normale. Par conséquent, la demande a été moyenne sur le marché captif. La demande normale sur le marché captif nord-américain serait de l'ordre de 9 250 milliards de pi³ (représentée par le trait discontinu).

L'hiver de 2001-2002, soit la période de novembre à mars inclusivement, a été clément, tandis que l'hiver de 2002-2003 a été froid. La demande nord-américaine normale en hiver est d'environ 5 900 milliards de pi³ (représentée par le trait discontinu).

Des mois de novembre et de décembre plus froids que la normale l'année dernière ont fait que la demande du marché captif a augmenté de plus de 660 milliards de pi³ par rapport aux deux mêmes mois un an plus tôt. Hormis le temps froid, la demande du marché captif au cours de l'année civile 2002 aurait été encore plus faible.

Figure 40**Demande de stockage en Amérique du Nord**

(au 1^{er} avril de chaque année, nombre de milliards de pi³ de gaz à injecter pour qu'il y ait en stock en Amérique du Nord 3,5 billions de pi³ au 1^{er} novembre suivant)



Sources : EIA, Enerdata

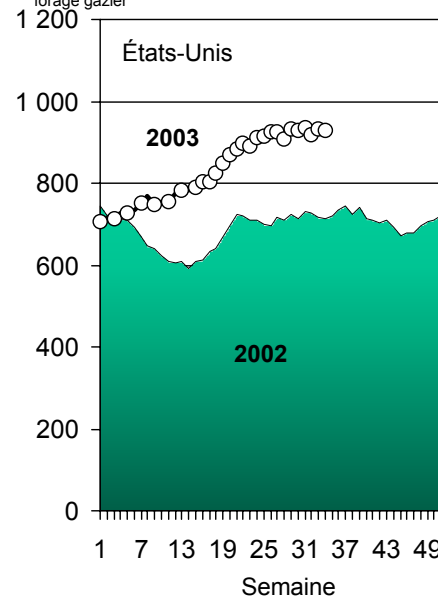
Comme les niveaux de stockage étaient particulièrement faibles en Amérique du Nord le 1^{er} avril 2003, il a fallu des injections de près de 2 750 milliards de pi³ pour les porter à 3,5 billions de pi³ le 1^{er} novembre 2003. Une situation contraire avait prévalu en 2002, auquel moment les injections nécessaires ne s'étaient chiffrées qu'à 1 844 milliards de pi³ le 1^{er} avril.

Les injections de stockage ont été sensiblement supérieures à la moyenne en juin et juillet 2003. Les exploitants de parcs de réservoirs avaient régularisé la situation le 1^{er} septembre, et il ne manque que 698 milliards de pi³ d'injections pour que les niveaux s'élèvent à 3,5 billions de pi³ le 1^{er} novembre 2003. Nombre d'analystes prévoient que les stocks se situeront à des niveaux normaux ou tout près de la normale le 1^{er} novembre 2003, en prévision de l'hiver de 2003-2004.

Gaz naturel canadien: Revue du 2002 et perspectives à 2015

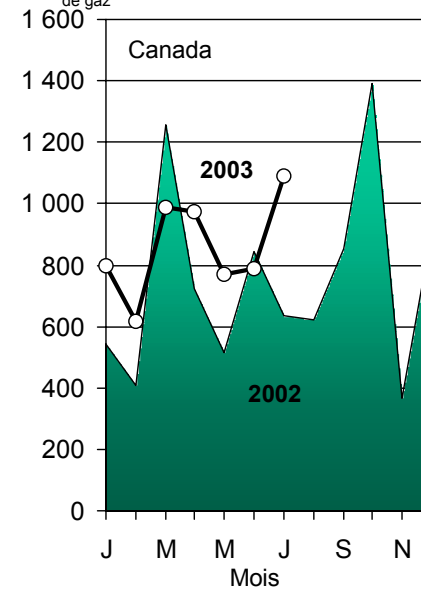
Figure 41**Tendances des forages gaziers au Canada et aux États-Unis**

Nombre d'installations de forage gazier



Sources : Baker Hughes, Daily Oil Bulletin

Nombre de puits de gaz

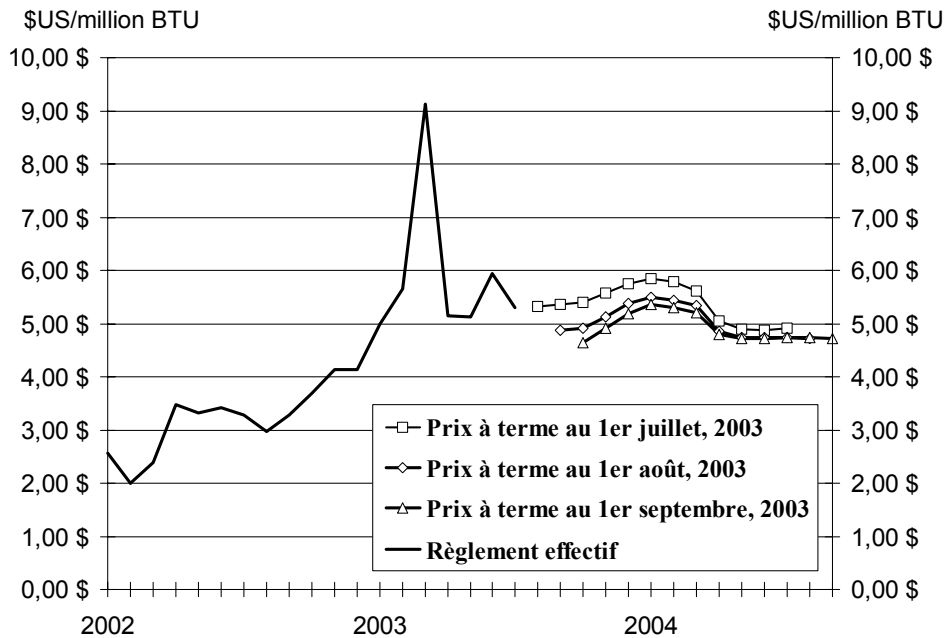


Au chapitre de l'offre, l'activité américaine et canadienne de forage gazier de 2003 est supérieure à ce qu'elle a été l'année précédente. Au cours des 33 premières semaines de l'année, le nombre d'appareils américains de forage gazier a dépassé d'environ 22 % la donnée correspondante de 2002, la moyenne hebdomadaire étant de 430 appareils. De façon comparable, au cours des sept premiers mois de 2003, le nombre de forages gaziers au Canada (6 032) a dépassé de quelque 22 % les niveaux de 2002.

Une importante activité de forage est normalement considérée comme un signe positif pour l'offre de gaz et un signe négatif pour les prix.

Bien que les cours du gaz se soient stabilisés depuis mars 2003 (auquel moment le prix AECO était de 8,45 \$CAN/GJ et le cours NYMEX, de 9,13 \$US/million de BTU), ils ont dépassé de loin les cours de 2003, situation qui a intensifié l'activité de forage et qui la maintiendra à des niveaux élevés tout au cours de l'année.

Figure 42
Prix à terme



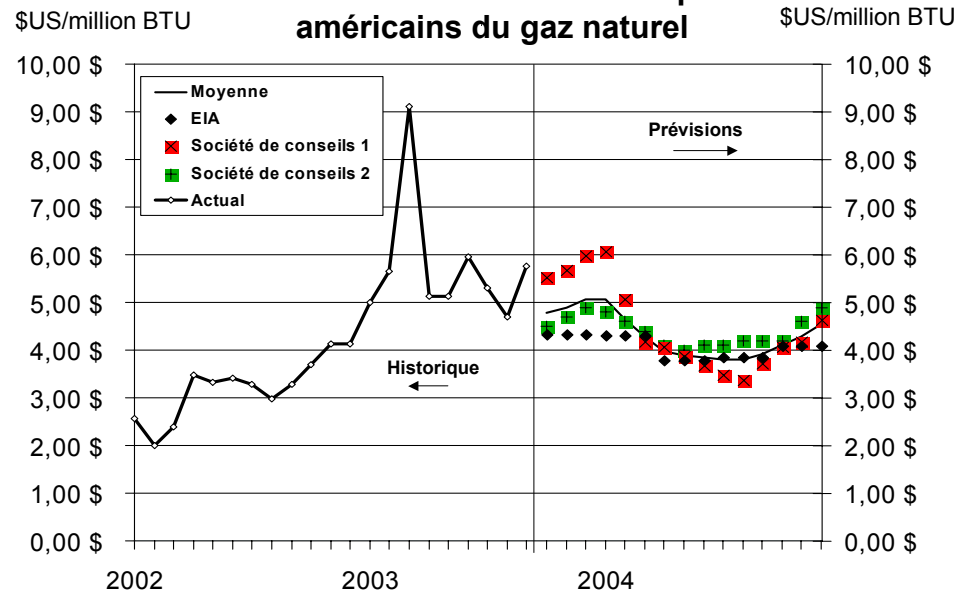
Source : GLJ

Les contrats à terme de gaz naturel de la NYMEX s'étendent sur 36 mois. À titre d'exemple, celui de juillet 2004 est négocié depuis juin 2001. Sa négociation cessera le 28 juin 2004. La négociation du contrat en détermine le cours de clôture (de règlement) quotidien. Les cours de règlement correspondent aux prix d'achat et de vente que le marché du gaz naturel acceptera en juillet 2004, compte tenu des renseignements en main. À noter que des prix de règlement futurs du gaz sont présentés ci-dessus à trois dates différentes.

Ces courbes prospectives donnent à entendre que les cours du gaz naturel se situeront aux alentours de 4 à 6 \$US/million de BTU jusqu'à septembre 2004 inclusivement.

Figure 43

Prévisions à court terme des prix américains du gaz naturel



Source: Consultants divers. Note: (1) NYMEX réels provenant du cabinet GLJ. (2) Les prévisions de prix sont celles de carrefour Henry Hub sur la Côte du golfe, sauf celle de l'EIA, qui est le prix moyen à la tête de puits aux États-Unis.

La figure 43 compare trois prévisions de prix américains du gaz naturel jusqu'à la fin de 2004. Selon les prévisionnistes consultés, si les conditions climatiques sont normales, la moyenne des prix devrait se situer entre 4,50 et 6 \$US/million de BTU au cours de l'hiver 2003-2004.

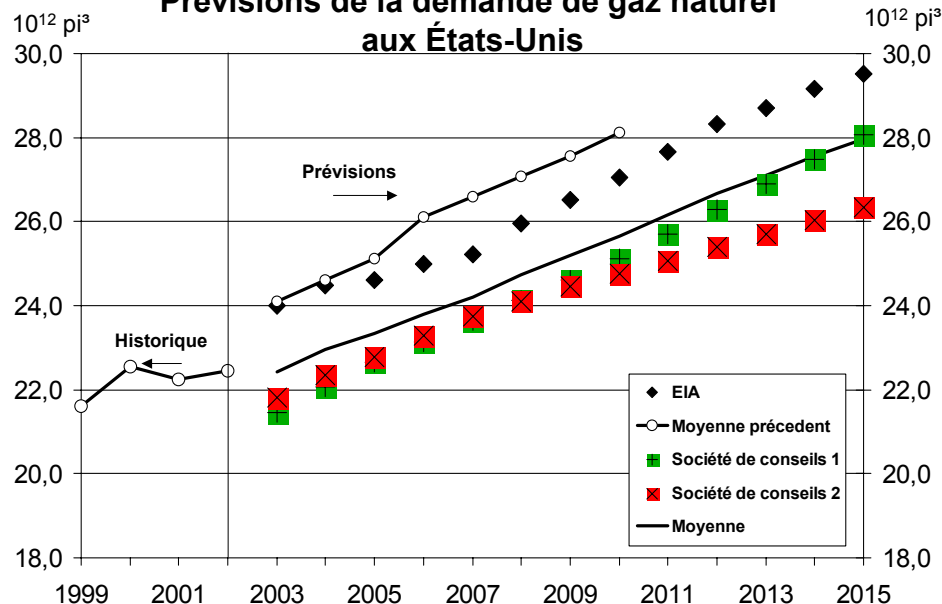
Les cours américains du gaz naturel devraient s'établir un peu en deçà des niveaux actuels en 2004, soit en moyenne à 4,20 \$US/million de BTU au cours de l'année. Les prix élevés du gaz naturel en 2003 ont occasionné une forte activité de forage orientée gaz. Les prix moindres du gaz naturel prévus pour 2004 sont attribuables à une hausse modeste attendue de la production de gaz naturel faisant suite à une activité de forage intensifiée, aussi bien qu'à une hausse escomptée des importations de GNL.

Perspectives jusqu'en 2015

Demande de gaz naturel

Figure 44

Prévisions de la demande de gaz naturel aux États-Unis



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

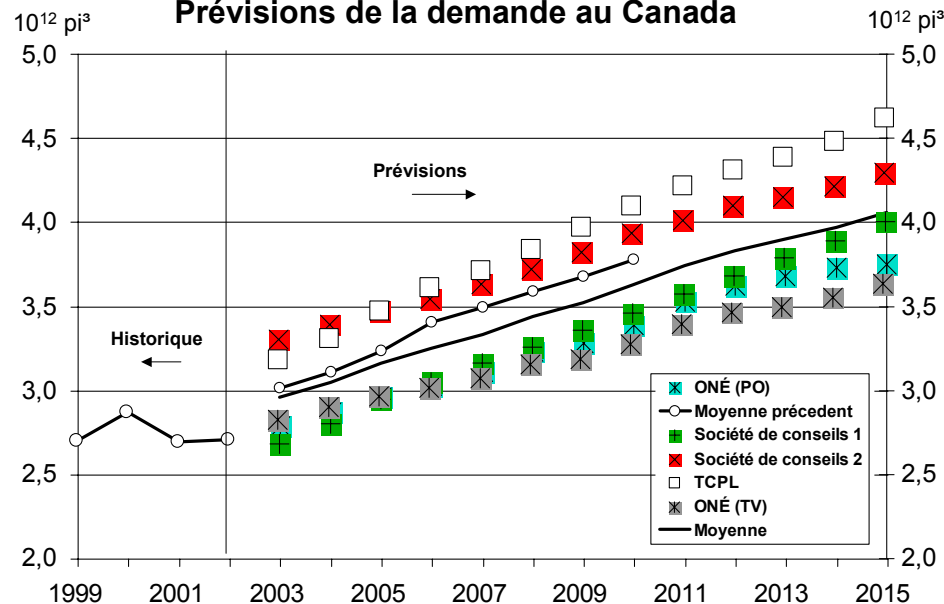
La figure 44 illustre trois prévisions de la demande américaine de gaz naturelle, leur moyenne, aussi bien que la moyenne de l'année écoulée.

La moyenne des prévisions fixe la demande américaine de gaz à 28 milliards de pi^3 en 2015. Cela représente une hausse moyenne d'environ 1,8 % par an.

La moyenne des prévisions de l'année précédente établissait la demande américaine de gaz à 28 milliards de pi^3 en 2010, soit l'actuelle prévision de 2015. Ainsi, les prévisions moyennes actuelles de la demande américaine ont été révisées à la baisse.

Figure 45

Prévisions de la demande au Canada

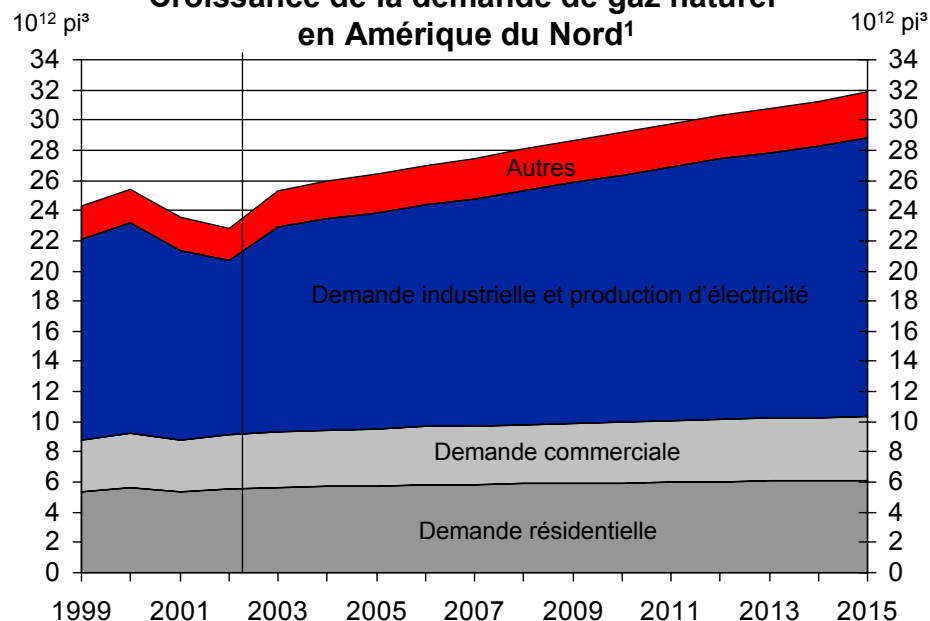


Sources: ONÉ, TCPL et consultant divers. Nota: Données historiques de Statistique Canada.

La figure 45 présente cinq prévisions de la demande canadienne de gaz, leur moyenne, aussi bien que la moyenne de l'année précédente.

La moyenne des prévisions fixe la demande canadienne de gaz à 4 milliards de pi^3 en 2015, ce qui représente une hausse moyenne de près de 2,7 % par an.

La moyenne des prévisions de l'année précédente de la demande canadienne de gaz était de 3,8 milliards de pi^3 en 2010. Les prévisions moyennes actuelles de la demande canadienne ont été révisées à la baisse.

Figure 46**Croissance de la demande de gaz naturel
en Amérique du Nord¹**

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

La figure 46 illustre une perspective moyenne de la demande nord-américaine future de gaz, soit un « consensus ». La somme des prévisions moyennes de la demande américaine et canadienne de gaz débouche sur une prévision « consensuelle » de la demande de gaz d'environ 32 milliards de pi^3 en 2015. Comme le montre la figure, une part importante de la hausse est à mettre sur le compte de la demande accrue dans le secteur industriel et celui de la production d'électricité.

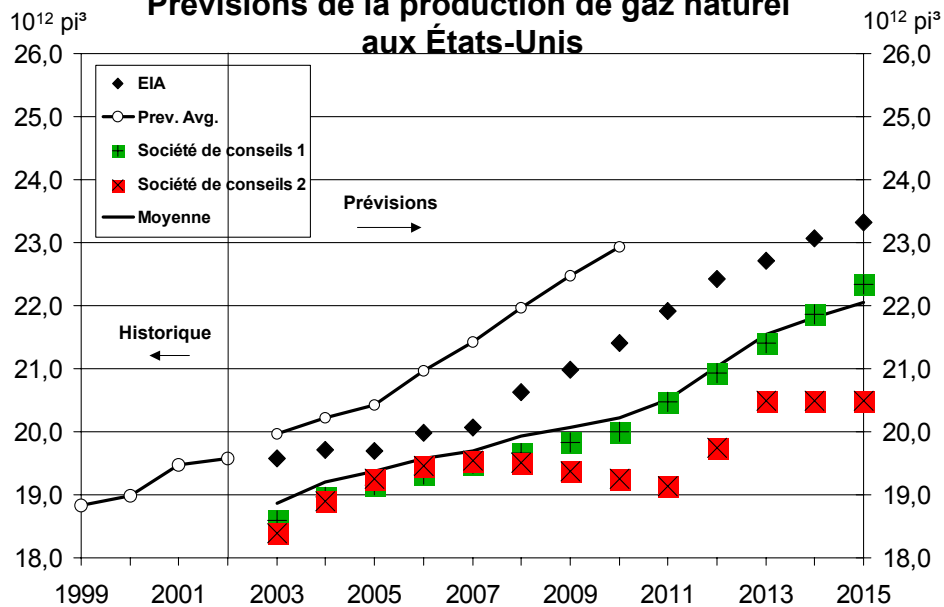
Comme la demande réelle de gaz était de 22,8 milliards de pi^3 en 2002, la prévision signifie que l'offre nord-américaine devra grimper de 9,2 milliards de pi^3 d'ici à 2015.

Perspectives jusqu'en 2015

Offre de gaz naturel

Figure 47

Prévisions de la production de gaz naturel aux États-Unis



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

La figure 47 illustre trois prévisions de la production américaine de gaz. La moyenne porte la production américaine à 22,1 billions de pi³ au cours de la période provisionnelle, ce qui représente une augmentation de 1,3 % par an.

La moyenne des prévisions de l'année précédente situait la production américaine de gaz à 23 billions de pi³ en 2010, ce qui dépasse les prévisions actuelles de 2015.

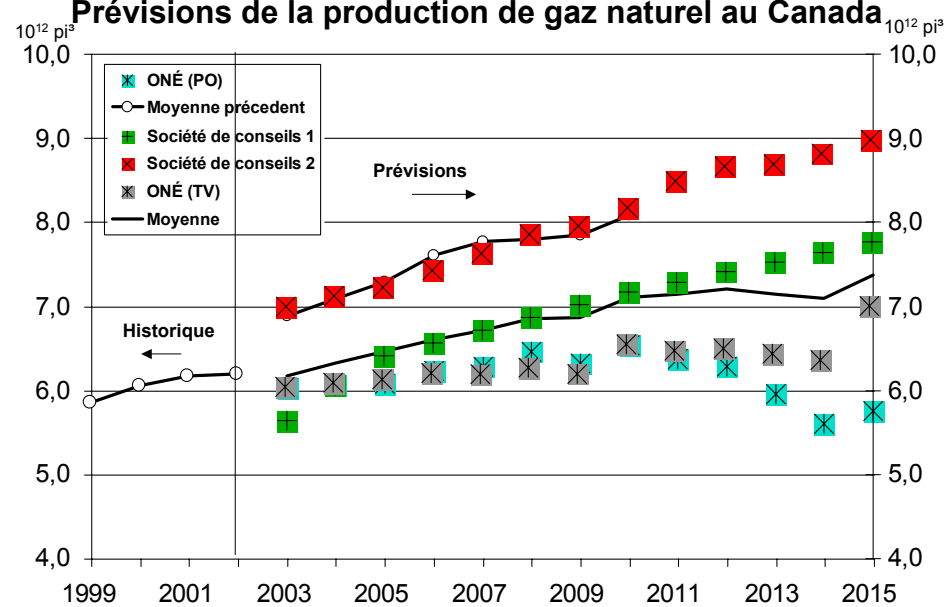
La production américaine future de gaz est loin de faire l'unanimité. Certaines prévisions prennent en compte le gaz du Nord à un moment particulier de la période provisionnelle.

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

Gaz naturel canadien: Revue du 2002 et perspectives à 2015

Figure 48

Prévisions de la production de gaz naturel au Canada



Sources: ONÉ et consultants divers. Nota: Données historiques de Statistique Canada.

La figure 48 contient trois prévisions de la production canadienne de gaz. Leur moyenne est de 7,4 billions de pi³ en 2015, ce qui correspond à une hausse annuelle moyenne de 1,5 %.

La moyenne des prévisions de l'année précédente était d'environ 8 billions de pi³ en 2010, ce qui est supérieure aux prévisions actuelles de 2015.

Des prévisions révisées à la baisse s'expliquent par l'état de maturité du BSOC, dont la production a rétréci en 2002, aussi bien que par l'incertitude des réserves et de l'offre de gaz naturel au Canada atlantique.

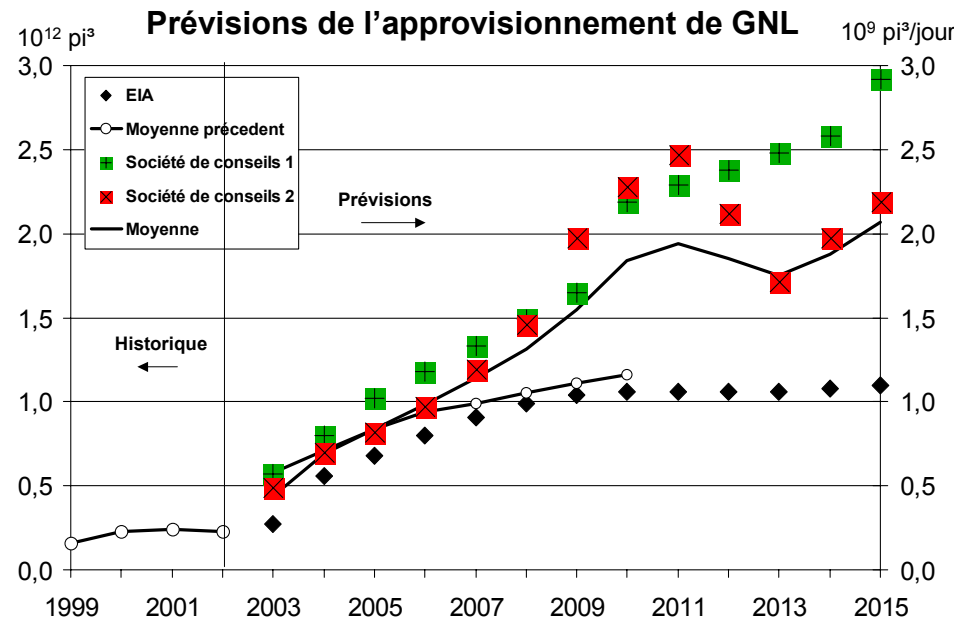
Tableau 13

Terminaux possibles d'importation de GNL

Exploitant (Nom)	Emplacement	Capacité de livraison (10 ⁹ pi ³ /jour)	Première date possible	Principal fournisseur
ConocoPhillips (Rosarito)	Basse-Californie, MX	0,75	2006	Indonésie
Marathon Oil (Tijuana)	Basse-Californie, MX	0,75	2006	Indonésie
Sempra (Costa Azul)	Basse-Californie, MX	1,00	2006	Bolivie, Bassin du Pacifique
Royal Dutch/Shell (Ensenada)	Basse-Californie, MX	0,75	2006	Southern Bassin du Pacifique
Cheniére (Corpus-Christie)	Texas	2,00	2007	Trinité, Venezuela
Cheniére (Freeport)	Louisiane	1,00	2007	Trinité, Venezuela
Sempra (Cameron)	Louisiane	0,75	2007	Nigéria, Qatar
AES (Ocean Express)	Bahamas	0,85	2006	Nigéria, Trinité
Irving Oil (Canaport)	St. John, N.-B.	0,50	2006	Bassin de l'Atlantique
Access Northeast (Canso Strait)	Point Tupper, N.-É.	0,75	2007	Bassin de l'Atlantique
TransCanada/ConocoPhillips (Fairwinds)	Harpwell, Maine	0,50	2009	Bassin de l'Atlantique
Total Capacité		9,60		

Sources: EIA, Office of Oil and Gas, janvier 2003, Lukens Energy Group, ?Publications sectorielles et Sites Web d'entreprises. Nota : D'autres projets d'importation sont également envisagés.

Figure 49



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

La figure 49 propose trois prévisions de l'offre de GNL, leur moyenne et la moyenne de l'année précédente.

La moyenne de diverses prévisions fixe les importations américaines de GNL à plus de 2 milliards de pi³ en 2015.

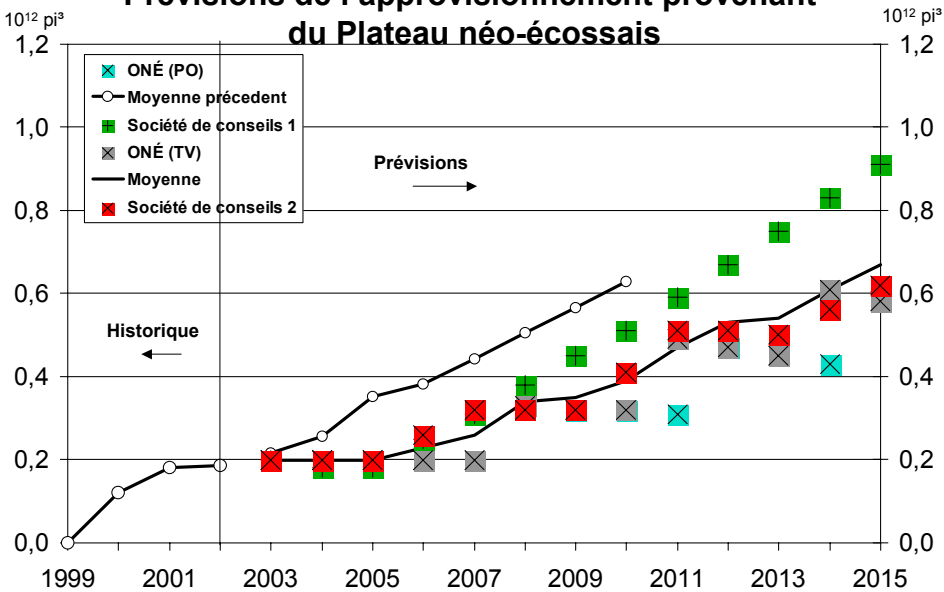
La prévision moyenne du rapport de l'an dernier fixait l'offre américaine de GNL à 1,2 billion de pi³ en 2010, contre une prévision actuelle de 1,8 pour la même année. Les prévisions révisées à la hausse peuvent être attribuées à des inquiétudes concernant la production nord-américaine de gaz naturel.

La progression accentuée du GNL peut aussi être attribuée à la remise en service des terminaux de réception de GNL d'Elba Island et Cove Point en 2001 et 2003 respectivement.

Compte tenu des préoccupations suscitées par l'offre à court terme de gaz naturel, le GNL est considéré comme un substitut viable de l'offre intérieure. En juin 2003, le département de l'Énergie avait déclaré 25 terminaux à l'état de projets.

Au moins trois entités canadiennes, soit Irving Oil, Access Northeast Energy et TransCanada, prévoient réaliser des projets de GNL au Canada et aux États-Unis.

Figure 50
Prévisions de l'approvisionnement provenant
du Plateau néo-écossais



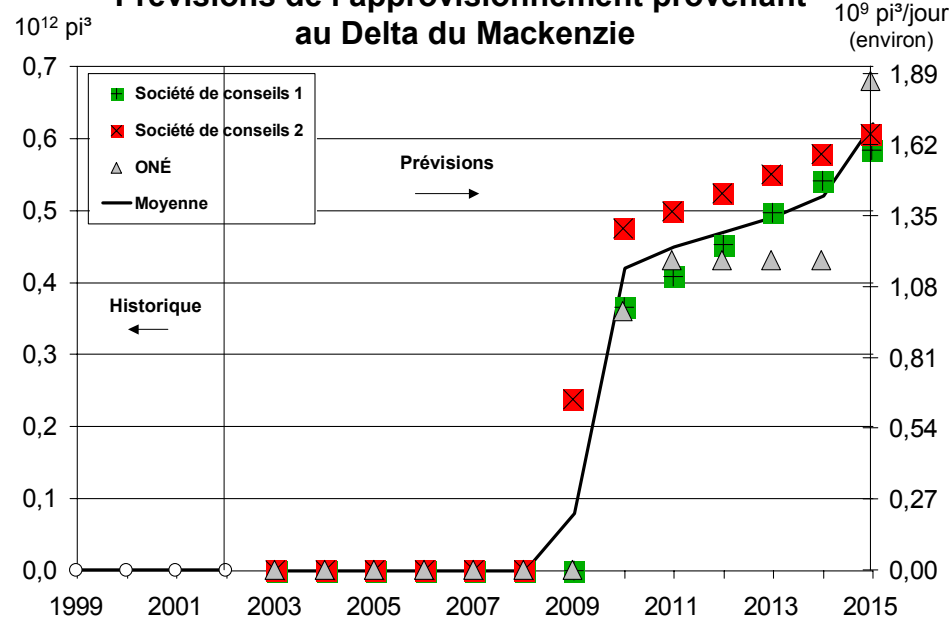
Sources: ONÉ et consultants divers. Nota: Données historiques de l'OCNÉHE.

La figure présentée ci-dessus donne trois prévisions de l'offre de gaz du plateau néo-écossais, la prévision moyenne, aussi bien que la moyenne de l'année précédente.

Selon la moyenne des prévisions, l'offre du plateau néo-écossais se chiffrera à près de 0,7 billion de pi^3 en 2015.

La moyenne des prévisions du rapport de l'année dernière fixait l'offre du plateau à 0,63 billion de pi^3 en 2010, contre l'actuelle prévision de 0,53 billion de pi^3 pour la même année. Les prévisions auraient été révisées à la baisse à cause de certains revers récents, notamment la décision prise par EnCana de reporter le projet de Deep Panuke, le déclassement par Shell Canada des réserves du projet de gaz naturel de l'île de Sable et les piètres résultats du forage exploratoire.

Figure 51
Prévisions de l'approvisionnement provenant
au Delta du Mackenzie



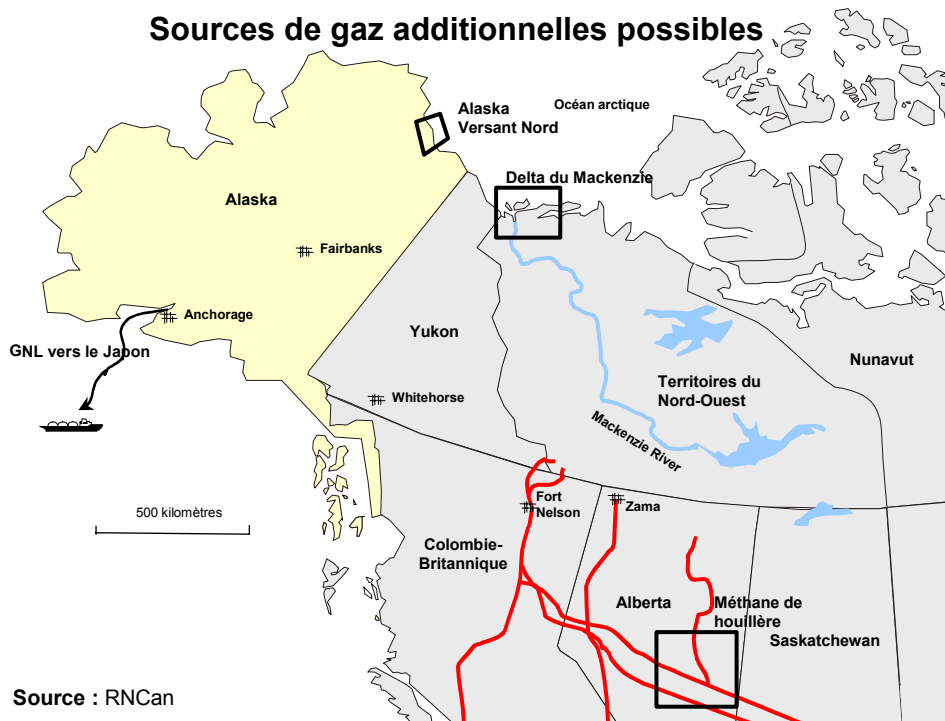
Sources: ONÉ et consultants divers.

La figure 51 énumère trois prévisions de l'offre de gaz du delta du MacKenzie et en donne la moyenne.

Selon l'ensemble des prévisions, la production gazière du delta du MacKenzie débuterait au plus tôt en 2009. La moyenne des prévisions fixe l'offre aux environs de 0,62 billion de pi^3 , soit un peu moins de 1,6 milliard de pi^3 par jour, en 2015.

Carte 6

Sources de gaz additionnelles possibles



Source : RNCan

Parmi les autres sources d’approvisionnement figurent les régions septentrionales et le méthane de houillère.

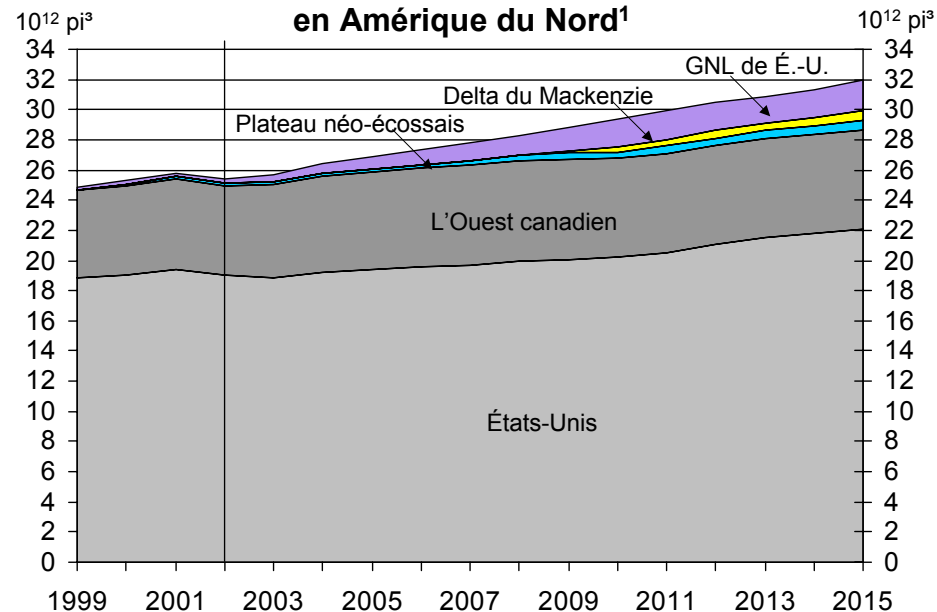
Comme aucune demande n’a été présentée à ce jour en vue de la construction d’un pipeline, nombre des prévisions d’ici à 2010 ne prennent pas en compte le gaz du versant nord de l’Alaska. Cela dit, il est possible que la production de gaz soit commencée dans le delta du Mackenzie en 2009, et nombre de prévisions tiennent compte de cette possibilité après 2010.

À ce jour, les estimations nous apprennent que de 10 à 15 projets pilotes concernant le méthane houillère ont eu lieu ou sont en cours en Alberta et qu’environ 300 puits ont été forés. Une estimation de fraîche date fixe entre 15 et 25 millions de pi³ par jour la production canadienne de gaz de cette source, dont la plupart serait concentrée en Alberta.

Gaz naturel canadien: Revue du 2002 et perspectives à 2015

Figure 52

Croissance de l’approvisionnement de gaz naturel en Amérique du Nord¹



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

Le calcul de la moyenne des prévisions de l’offre américaine et canadienne de gaz donne une prévision « consensuelle » de l’offre nord-américaine, qui se situerait à 29,5 billions de pi³ en 2010 et à environ 32 billions de pi³ en 2015.

L’actuelle prévision « consensuelle » de l’offre nord-américaine de gaz naturel est inférieure à ce qu’elle avait été l’année dernière, à savoir 32,2 billions de pi³ en 2010.

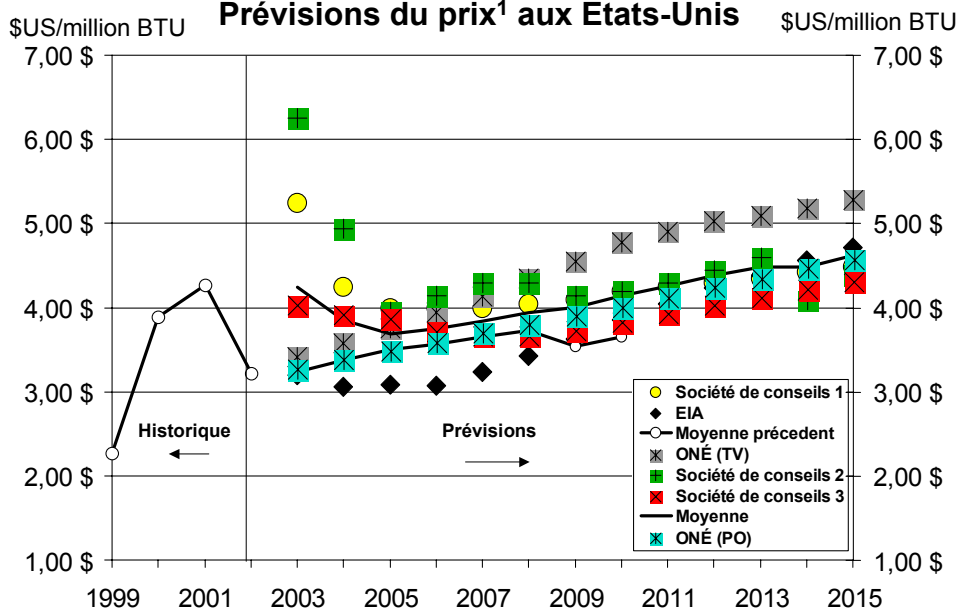
Vu les inquiétudes concernant l’offre canadienne, notamment en ce qui a trait au BSOC qui parvient à maturité, et l’incertitude récente suscitée par le gaz provenant de la Côte est, il y a lieu de croire que le GNL, le méthane de houillère et le gaz du delta du MacKenzie joueront dans l’offre américaine globale au cours des années à venir.

Perspectives jusqu'en 2015

Prix du gaz naturel

Figure 53

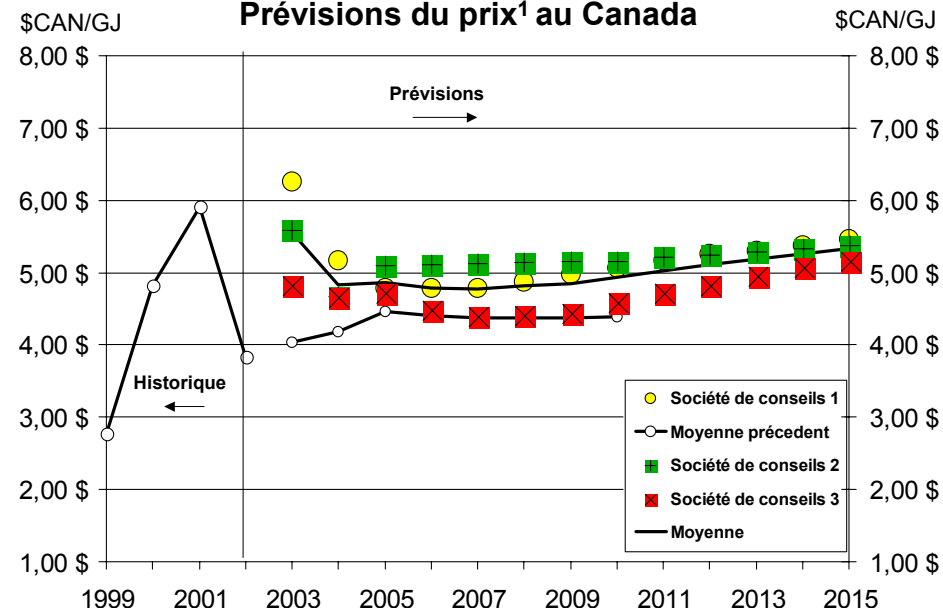
Prévisions du prix¹ aux États-Unis



Sources: EIA, ONÉ et consultants divers. Nota: (1) Les données de 1998-2002 sont des prix NYMEX réels provenant du cabinet GLJ. Les prévisions de prix sont celles de carrefour Henry Hub sur la Côte du golfe, sauf celle de l'EIA, qui est le prix moyen à la tête de puits aux États-Unis. (2) Certaines prévisions ont été converties de dollars constants en dollars historiques

Figure 54

Prévisions du prix¹ au Canada



Sources: Consultants divers. Nota: (1) Les prix de 1998-2002 sont des prix AECO réels provenant du cabinet GLJ. (2) Les prévisions de prix sont celles de l'Alberta. (3) Certaines prévisions ont été converties à partir de dollars américains. (4) Dollars historiques.

La figure 53 compare cinq prévisions en dollars historiques des prix américains du gaz naturel. La moyenne indique que les prix américains sont censés dépasser les cours de 2002 à court terme, aussi bien que sur l'ensemble de la période prévisionnelle.

Les prévisionnistes consultés estiment que le prix moyen sera de 4,25 \$US/million de BTU en 2003. De 2004 à 2015, les cours américains devraient se chiffrer entre 3,70 et 4,60 \$US/million de BTU. Les cours prévus aux États-Unis ont augmenté à nouveau par rapport au sondage de l'an dernier, auquel moment la moyenne prévu de 2010 était de 3,65 \$US/million de BTU, soit 14 % de moins que le prix de 2010 prévu cette année, qui est de 4,15 \$US.

La figure 54 compare trois prévisions en dollars historiques des prix canadiens du gaz naturel au carrefour AECO-C en Alberta.

Les prix pourraient s'établir aux environ 5,50 \$CAN/GJ en moyenne en 2003, pour glisser ensuite et se chiffrer à quelque 5,00 \$CAN/GJ en moyenne au cours de la période prévisionnelle.

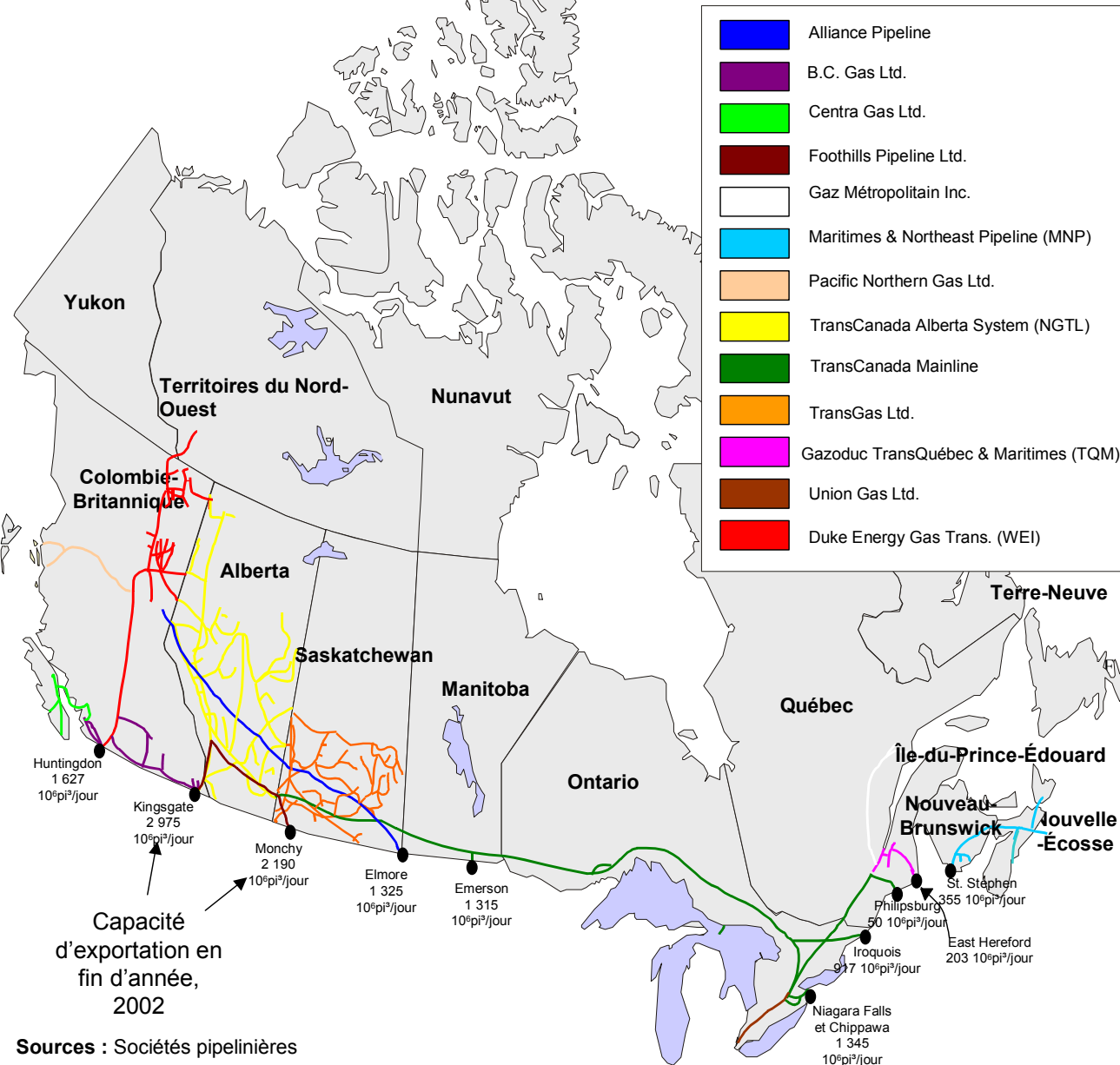
Les prévisions moyennes de 2010 et 2015 sont de 4,94 \$CAN/GJ et 5,33 \$CAN/GJ respectivement.

Les prix canadiens prévus ont augmenté par rapport au sondage de l'année dernière, auquel moment la moyenne de la période prévisionnelle s'établissait à quelque 4,30 \$CAN/GJ.

Perspectives jusqu'en 2015

Ventes canadiennes à l'exportation
et sur le marché intérieur

Carte 7 Principaux pipelines de gaz naturel canadiens et capacité pipelinère d'exportation



Sources : Sociétés pipelinères

La carte précise l'emplacement des pipelines canadiens de gaz naturel (transmission et distribution), aussi bien que la capacité d'exportation en fin d'année aux importants points frontaliers.

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

TransCanada Pipelines est l'un des principaux transporteurs de gaz d'Amérique du Nord. En 2002, le « système de l'Alberta » a acheminé 11,2 milliards de pi³ par jour de gaz naturel.

Kingsgate et Monchy étaient au premier rang des points d'exportation en ce qui a trait aux capacités à la fin de 2002.

Tableau 14
Capacité piplinière d'exportation

(10 ⁶ pi ³ /jour)	2001	2002		2003		2004-2015	
	Capacité à la fin de l'année	Accroiss.	Capacité à la fin de l'année	Accroiss.	Capacité à la fin de l'année	Accroiss.	Capacité à la fin de l'année
Huntingdon (Westcoast) ¹	1 627		1 627	84	1 711		1 711
Kingsgate (Foothills/ANG) ²	2 680	295	2 975		2 975		2 975
Total Ouest É.-U.	4 307	295	4 602	84	4 686		4 686
Monchy (Foothills)	2 190		2 190		2 190		2 190
Emerson (TCPL)	1 305		1 315		1 315		1 315
Elmore (Alliance) ³	1 325		1 325		1 325		1 325
Divers ⁴	300		300		300		300
Total Midwest É.-U.	5 120		5 130		5 130		5 130
Iroquois (TCPL)	894		917		917		917
Niagara Falls (TCPL)	845		845		845		845
Chippawa (TCPL)	500		500		500		500
St. Stephen (MNP) ⁵	355		355		355	400	755
E. Hereford (TCPL)	198		203		203		203
Cornwall (TCPL)	63		63		63		63
Napierville (TCPL)	61		61		61		61
Phillipsburg (TCPL)	50		50		50		50
Highwater (TCPL) ⁶	0		0		0		0
Total Nord-Est É.-U.	2 966		2 994		2 994	400	3 394
Capacité totale d'exportation	12 393	295	12 726	84	12 810	400	13 210

Sources: Sociétés piplinières. À noter que la capacité à la fin de l'année, exprimée en 10⁶ pi³/jour, représente les volumes quotidiens approximatifs contractuels qui pouvaient être livrés le dernier jour de l'année. Les additions de capacité sont habituellement achevées le 1er novembre. **Nota:** (1) L'addition à la capacité de Westcoast devrait être achevée le 1er novembre 2003. (2) L'addition à la capacité de TCPL a complété le 1er novembre 2002. (3) Alliance a une capacité de dépassement autorisée en moyenne de 212 10⁶ pi³/jour qu'elle offre aux expéditeurs fermes. However, due to compressor problems in 2002, Alliance averaged about 145 MMcf/d of AOS. (4) Divers, Midwest, d'exportation ayant une capacité supérieure à 500 10⁶ pi³/jour. Ces points d'exportation n'étant pas destinés à une exploitation à des facteurs de charge élevés, des chiffres plus petits sont utilisés dans le tableau. (5) Le point d'exportation de St Stephen accommode en général 387 10⁶ pi³/jour, ce qui excède la capacité contractuelle. (6) L'installation de Highwater est mis hors service en février 2001.

La capacité d'exportation totale s'élevait à 12 726 millions de pi³ par jour à la fin de 2002, ce qui représente une augmentation de près de 3 % par rapport à l'année précédente.

Les projets d'expansion qu'énumère le tableau ont tous été l'objet de demandes officielles déposées auprès des autorités de réglementation.

Le plus important est celui de MNP, dont l'objet est d'assurer le transport de la production du projet Deep Panuke d'EnCana, qui est en veilleuse à l'heure qu'il est. D'autres projets d'expansion pourraient avoir lieu.

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

Tableau 15
Volumes exportés et ventes intérieures

(10⁹ pi³)	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010	2015
Huntingdon (Duke)	402	356	324	336	-	-	-	-	-
Kingsgate (Foothills/ANG)	805	833	781	700	-	-	-	-	-
Total, Ouest É.-U.	1 207	1 189	1 105	1 036	-	-	-	-	-
Monchy (Foothills)	773	784	744	762	-	-	-	-	-
Emerson (TCPL)	487	491	390	389	-	-	-	-	-
Elmore (Alliance)	0	73	526	560	-	-	-	-	-
Divers	67	30	31	36	-	-	-	-	-
Total, Midwest É.-U.	1 327	1 378	1 691	1 747	-	-	-	-	-
Iroquois (TCPL)	357	363	319	319	-	-	-	-	-
Niagara Falls (TCPL)	361	423	326	326	-	-	-	-	-
Chippawa (TCPL)	44	37	54	104	-	-	-	-	-
St. Stephen (MNP)	0	117	141	140	-	-	-	-	-
E. Hereford (TCPL)	17	34	39	47	-	-	-	-	-
Cornwall (TCPL)	9	8	9	9	-	-	-	-	-
Napierville (TCPL)	19	19	33	20	-	-	-	-	-
Phillipsburg (TCPL)	6	8	6	7	-	-	-	-	-
Highwater (TCPL)	2	15	5	0					
Total Nord-Est É.-U.	815	1 024	932	972	-	-	-	-	-
Exportations brutes totales	3 349	3 591	3 728	3 755	3 470	3 531	3 545	3 724	3 561
Demand totale canadienne	2 700	2 872	2 697	2 708	2 955	3 053	3 161	3 633	4 057
Importations à Canada	49	80	228	273	250	250	250	250	250
Exportations nettes totales	3 300	3 511	3 500	3 482	3 220	3 281	3 295	3 474	3 311
Total, ventes intérieures	2 651	2 792	2 469	2 435	2 705	2 803	2 911	3 383	3 807
Total des ventes	6 000	6 383	6 197	6 190	6 175	6 334	6 456	7 107	7 368

Sources: Données historiques de l'ONE et Statistique Canada. Nota: Les ventes intérieures correspondent à la demande canadienne moins les importations. Aussi, les exportations brutes plus les ventes intérieures correspondent à la total des ventes.

Le tableau 15 contient des données estimatives sur les exportations et les ventes intérieures canadiennes de gaz naturel. Au cours des dernières années, les prévisions d'exportation étaient fondées sur un facteur de charge. Cette année, elles reposent simplement sur des prévisions « consensuelles » de la demande et de la production canadiennes.

Selon la méthode retenue, les exportations brutes seraient relativement stables au cours de la période prévisionnelle et atteindraient 3,72 billions de pi³ en 2010 pour ensuite passer à 3,56 billions de pi³ en 2015. Les volumes d'exportation moindres de 2010 à 2015 sont le résultat d'une opinion « consensuelle » selon laquelle la croissance de la demande devancera celle de la production au cours de la période quinquennale.

Tableau 16

Prévisions des recettes d'exportation et des recettes intérieures

VENTES À L'EXPORTATION	Volumes exportés brutes (10 ⁹ pi ³)	Prix américain NYMEX (\$US/10 ⁶ BTU)	Prix à l'exportation, à la frontière internationale (\$US/10 ⁶ BTU)	Prix net à l'exportation à la sortie de l'usine (\$US/10 ⁶ BTU)	Recettes d'exportation à la sortie de l'usine (millions \$US)	Recettes d'exportation à la sortie de l'usine (millions \$CAN)
1998	3 111	2.16 \$	1.92 \$	1.58 \$	4,931 \$	7,317 \$
1999	3 349	2.27 \$	2.19 \$	1.88 \$	6,299 \$	9,348 \$
2000	3 593	3.89 \$	3.85 \$	3.51 \$	12,660 \$	18,931 \$
2001	3 728	4.27 \$	4.30 \$	3.94 \$	14,797 \$	22,759 \$
2002	3 755	3.22 \$	3.06 \$	2.72 \$	10,294 \$	16,156 \$
2005	3 545	3.71 \$	3.61 \$	3.31 \$	11,734 \$	17,779 \$
2010	3 724	4.05 \$	3.95 \$	3.65 \$	13,593 \$	20,287 \$
2015	3 561	4.50 \$	4.40 \$	4.10 \$	14,600 \$	21,791 \$

VENTES INTÉRIEURES	Ventes intérieures (10 ⁹ pi ³)	Prix albertain (\$US/10 ⁶ BTU)	Prix net à la sortie de l'usine (\$US/10 ⁶ BTU)	Recettes intérieures à la sortie de l'usine (millions \$US)	Recettes intérieures à la sortie de l'usine (millions \$CAN)	TOTAL Recettes à la sortie de l'usine (millions \$CAN)
1998	2 560	1.36 \$	1.21 \$	3,117 \$	4,640 \$	11,957 \$
1999	2 651	1.96 \$	1.81 \$	4,820 \$	7,160 \$	16,508 \$
2000	2 792	3.40 \$	3.25 \$	9,109 \$	13,526 \$	32,457 \$
2001	2 469	4.05 \$	3.90 \$	9,700 \$	15,020 \$	37,779 \$
2002	2 435	2.58 \$	2.43 \$	5,964 \$	8,582 \$	24,738 \$
2005	2 911	3.04 \$	2.89 \$	8,417 \$	12,753 \$	30,532 \$
2010	3 383	3.14 \$	2.99 \$	10,109 \$	15,088 \$	35,376 \$
2015	3 807	3.39 \$	3.24 \$	12,321 \$	18,389 \$	40,180 \$

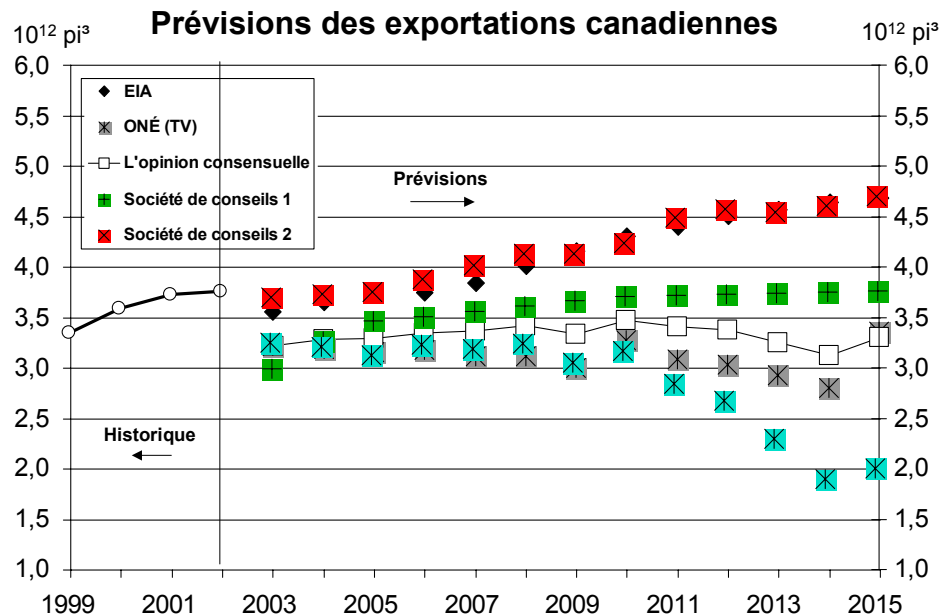
Nota : Les données historiques sur les exportations proviennent de l'ONÉ. Les recettes et les prix nets intérieurs historiques indiqués ne sont que des estimations; ils ont été calculés à partir des prix albertains, dont on a soustrait 0,15 \$US/106 BTU pour produire un prix net à la sortie de l'usine, lequel a ensuite été multiplié par les ventes intérieures pour produire une estimation des recettes. Les recettes et les prix nets intérieurs futurs utilisent les prix albertains prévus (voir rapport) et ont été calculés de la même façon. Les prix nets à l'exportation futurs sont censés correspondre aux prix NYMEX prévus (voir rapport) moins 0,40 \$US. Les prix nets ainsi calculés sont ensuite multipliés par les ventes à l'exportation prévues. Hypothèse concernant les taux de change : 0,67 \$US par \$CAN entre 2003 et 2005 et 0,67 \$US par \$CAN entre 2005 et 2015. À noter que les ventes intérieures sont censées correspondre à la demande canadienne moins les importations. On suppose que les importations vont s'établir à 250 10⁹ pi³ par année entre 2003 et 2015.

Le tableau ci-dessus fait état de notre estimation des revenus des producteurs à la sortie de l'usine, compte tenu des prévisions « consensuelles » des cours du gaz et des estimations faites par RNCAN des volumes d'exportations et des ventes intérieures.

Le total des revenus à la sortie de l'usine a chuté de 35 % en 2002. Selon les prévisions de prix et de volumes, les revenus des producteurs dépasseront les niveaux enregistrés en 2001 au cours de la période prévisionnelle. Les prévisions de revenus en hausse sont principalement le fait de prévisions de prix ascendants.

Gaz naturel canadien: Revue du 2002 et perspectives à 2015

Figure 55



Sources: EIA, ONÉ, et consultants divers. **Nota:** (1) Les prévisions de l'EIA et du consultant n° 2 sont des données brutes sur les exportations. (2) Les prévisions d'exportations de l'ONÉ proviennent des projections de production et de demande canadiennes contenues dans leur dernier rapport sur l'offre et la demande. (3) Données historique de l'ONÉ.

La figure 55 présente diverses prévisions de l'exportation canadienne de gaz naturel, et elle englobe les données calculées au tableau 15. La moyenne fixe à 3 milliards de pi³ en 2015 la moyenne des exportations nettes canadiennes de gaz.

Selon l'opinion « consensuelle », les exportations nettes canadiennes de gaz rétréciront pour s'établir à 3,2 milliards de pi³ en 2003, puis progresseront pour se chiffrer à 3,3 milliards de pi³ en 2015. La prévision est simplement le résultat du calcul de l'écart entre les opinions « consensuelles » sur la production et la demande canadiennes de gaz.

Bibliographie/sources/acronymes

1. *Natural Gas Monthly*, Energy Information Administration (EIA), mai 2003.
2. *Annual Energy Outlook 2003*, EIA, décembre 2002.
3. *Natural Gas Annual 2001*, EIA, février 2003.
4. *Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves 2001 Annual Report*, EIA, novembre 2002.
5. *Electric Power Monthly*, EIA, mars 2003.
6. *Monthly Energy Review*, EIA, mars 2003.
7. *Guide statistique de l'énergie*, Statistique Canada et Ressources naturelles Canada (RNCCan).
8. *Natural Gas Sales (Preliminary)*, Statistique Canada.
9. *Statistical Handbook 2001*, Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP).
10. *US Onshore and State Offshore Natural Gas Resource Estimates*, United States Geological Survey (USGS) site web: www.usgs.gov
11. *US Federal Offshore Natural Gas Resource Estimates*, United States Department of the Interior, Minerals Management Service site web: www.mms.gov
12. *Weekly Storage Reports*, Gas Daily, citant des sondages de l'EIA et Enerdata sur les volumes de stockage au Canada et aux États-Unis (Antérieurement de l'American Gas Association (AGA) et l'Association canadienne du gaz (ACG)).
13. *Climate Prediction Centre: Historical Degree Days*, National Oceanographic and Atmospheric Administration (NOAA), site web: www.cpc.ncep.noaa.gov.
14. *Canadian Natural Gas Focus*, GLJ Energy Publications Inc. (Antérieurement Brent Friedenbergs Associates).
15. *Baker Hughes Rig Counts*, Baker Hughes, site web: www.bakerhughes.com.
16. *Transport et distribution du gaz naturel*, publication n° 55-002 au catalogue de Statistique Canada.
17. *Approvisionnement et disposition du pétrole brut et du gaz naturel*, publication n° 26-006 au catalogue de Statistique Canada.
18. *Taux de Change*, Banque du Canada, site web: www.bankofcanada.ca.
19. *Statistiques sur les exportations, inédit*, Office national de l'énergie (ONÉ).
20. *Daily Oil Bulletin*, site web de Nickle's: www.dailyoilbulletin.com.
21. *Texas Petrofacts*, Texas Railroad Commission (RRC), site web: www.rrc.state.tx.us.
22. *Production énergétique du gisement extracôtier de l'île de Sable*, Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNÉHE), site web: www.cnsopb.ns.ca.
23. *L'avenir énergétique au Canada, scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*, ONÉ, juillet 2003.
24. *WTI Crude Oil Prices*, Economagic site web: www.economagic.com
25. *Ladyfern natural gas production data*, Commission du pétrole et du gaz de la C.-B., site web: www.ogc.gov.bc.ca/default.asp