

**Gaz naturel canadien :  
Revue de 1997 et perspectives jusqu'en 2005**

**Avril 1998**

**Division du gaz naturel  
Direction des ressources énergétiques  
Ressources naturelles Canada**

# GAZ NATUREL CANADIEN : REVUE DE 1997 ET PERSPECTIVES JUSQU'EN 2005

## TABLE DES MATIÈRES

Avant-propos .....	i
Sommaire et conclusions .....	ii
<b>Introduction</b> .....	<b>1</b>
<b>Revue de 1997</b>	
Offre nord-américaine .....	4
Demande nord-américaine .....	14
Stockage nord-américain .....	22
Capacité des gazoducs et flux de gaz .....	27
Prix du gaz naturel .....	34
Exportations canadiennes et ventes intérieures de gaz .....	38
<b>Perspectives jusqu'en 2005</b>	
Demande nord-américaine .....	44
Offre nord-américaine .....	48
Capacité des gazoducs et flux de gaz .....	54
Prix du gaz naturel .....	58
Prévisions des exportations canadiennes et des ventes intérieures .....	66
<b>Mise à jour concernant la réglementation</b>	
Évolution de la réglementation des gazoducs au Canada .....	72
Évolution de la réglementation des gazoducs aux É.-U. ....	76
Gaz et électricité .....	81
Évolution de la distribution du gaz .....	84
<b>Bibliographie</b> .....	<b>88</b>

## Avant-propos

La Division du gaz naturel de la Direction des ressources énergétiques, Ressources naturelles Canada, publie chaque année un document de travail, intitulé cette année *Gaz naturel canadien : Revue de 1997 et perspectives jusqu'en 2005*. Ce document résume les tendances de l'industrie nord-américaine du gaz naturel, notamment en ce qui concerne l'offre, la demande, le stockage, les flux de gaz, les prix, les capacités de transport, ainsi que les volumes, les prix et les recettes du gaz d'exportation canadien.

Cette année, notre rapport reste axé sur les marchés régionaux du gaz naturel, car les enjeux des différences de prix du gaz naturel, de l'intégration du marché du gaz et du besoin d'expansion de grande envergure de la capacité des gazoducs conservent leur importance. Nous avons prolongé la période des perspectives jusqu'en 2005. Cette année, notre analyse de la demande aborde de manière très détaillée les facteurs qui régissent la consommation de gaz, par secteur, pour chaque région du Canada et des États-Unis. Le rapport de cette année comporte également une section consacrée à la réglementation, car certains événements récents d'ordre réglementaire auront un effet important sur les marchés du gaz naturel.

Les auteurs du présent rapport ont puisé à plusieurs sources, notamment des experts-conseils du secteur privé, des associations de l'industrie et des organismes gouvernementaux fédéraux du Canada et des États-Unis. Nos données statistiques proviennent principalement de l'Office national de l'énergie (ONE), de la Energy Information Administration (EIA) des É.-U. et de Statistique Canada. Le prix du gaz est généralement indiqué en \$US/million de Btu, l'unité de prix la plus répandue dans l'industrie nord-américaine. Certains prix sont également indiqués en \$CAN/gigajoule.

Pour obtenir un exemplaire du présent rapport, veuillez téléphoner au (613)-992-9612, ou le demander par télécopieur au (613)-995-1913. Notre adresse postale est la suivante : Division du gaz naturel, Direction des ressources énergétiques, Ressources naturelles Canada, 17<sup>e</sup> étage, 580, rue Booth, Ottawa (Ontario) Canada, K1A 0E4. Vous pouvez consulter d'autres rapports de la Division du gaz naturel sur notre site Web, à l'adresse <http://nrcan.gc.ca/es/erb/ngd/>. Le présent rapport sera également disponible à cette adresse.

Toute question ou observation à propos de ce rapport est la bienvenue. Pour les commentaires d'ordre général, veuillez téléphoner à M. Michel Chénier, au (613)-992-8377. Les questions portant sur une section précise peuvent être adressées à son auteur :

Michel Chénier : 613 992 8377

cour. élec. : [mchenier@nrcan.gc.ca](mailto:mchenier@nrcan.gc.ca)

(Demande, régions du Nord-Est et de l'Ouest des É.-U., Sable)

John Foran : 613 992 0287

cour. élec. : [jforan@nrcan.gc.ca](mailto:jforan@nrcan.gc.ca)

(Offre, stockage, prix, régions du Midwest et de la côte du Golfe des É.-U.)

Martin Lamontagne : 613 992 4985

cour. élec. : [mlamontagne@nrcan.gc.ca](mailto:mlamontagne@nrcan.gc.ca)

(Régions de l'Ouest et de l'Est du Canada, partie canadienne de la mise à jour réglementaire)

David McGrath : 613 995 8921

cour. élec. : [dmcgrath@nrcan.gc.ca](mailto:dmcgrath@nrcan.gc.ca)

(Majeure partie de la mise à jour réglementaire sur les É.-U.)

Pat Martin : 613 995 0422

cour. élec. : [pmartin@nrcan.gc.ca](mailto:pmartin@nrcan.gc.ca)

(Financement des intervenants, règlement Westcoast)

## Sommaire et conclusions

En 1997, l'industrie canadienne du gaz naturel a conservé son titre d'industrie représentative de l'une des deux régions de production les plus importantes en Amérique du Nord. La production et la vente de gaz apportent une contribution considérable aux recettes de l'industrie pétrolière canadienne, et cette contribution se poursuivra au cours des prochaines années.

La demande de gaz naturel a connu une croissance très faible (+0,3 %) en 1997. Le taux a été bien inférieur à ceux des dernières années, et bien moindre que ce que l'on prévoit pour les huit prochaines années. Les résultats de l'an dernier s'expliquent en partie par la clémence de l'hiver. L'offre de gaz était étonnamment restreinte, compte tenu de la faiblesse de la demande. La fermeté des prix du gaz aux É.-U. suggère que la croissance de l'offre en 1997 n'a fait que suivre la faible croissance de la demande.

Pour ce qui est de l'avenir, l'importante évolution structurelle en cours sur les marchés américains fera augmenter la demande. Le déplacement de population vers le Sud américain se traduira par un accroissement de la demande résidentielle dans ces régions. Parallèlement, le secteur de la production d'électricité alimentée au gaz prendra de l'expansion pour satisfaire la demande supplémentaire d'électricité et remplacer des installations existantes.

Les consommateurs de gaz canadiens et américains compteront sur le Canada et la côte américaine du Golfe du Mexique pour satisfaire la plus grande part de la demande supplémentaire. Ces régions constituaient les principaux fournisseurs de gaz supplémentaire en 1997. Toutefois, au cours de la dernière année, le prix du gaz dans la région du Golfe représentait approximativement 190 % du prix du gaz de l'Ouest canadien. Ce n'est que l'insuffisance de la capacité des gazoducs à l'exportation qui a empêché les producteurs canadiens de livrer des volumes plus importants aux É.-U.

L'écart entre les prix canadiens sur le marché intérieur et à l'exportation était un signal de la nécessité d'investir dans une capacité de transport supplémentaire. Tant au Canada qu'aux É.-U., l'industrie a réagi en proposant l'expansion des gazoducs existants et la construction de nouveaux gazoducs. Parallèlement, les autorités des deux pays

ont entrepris de concevoir des régimes réglementaires qui permettront aux signaux économiques d'encourager l'ajout de nouvelle capacité et l'allocation efficace de la capacité existante.

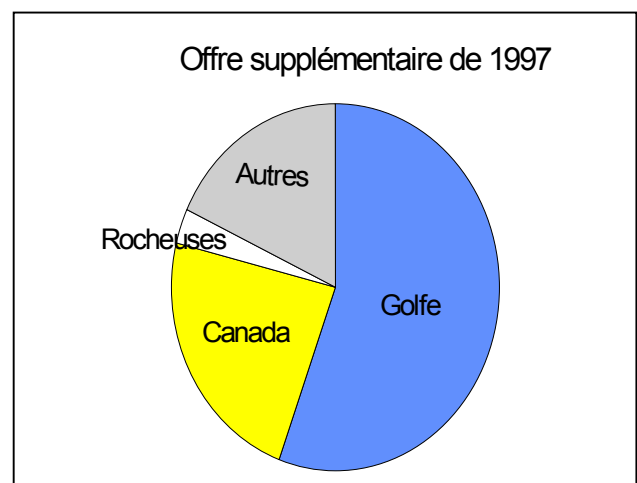
Les prévisionnistes annoncent une forte croissance des recettes de la vente de gaz naturel canadien, découlant autant de volumes supérieurs que de prix plus élevés. Il faudra augmenter les ventes de gaz canadien pour satisfaire la croissance du marché canadien et du marché d'exportation. On prévoit aussi que la nouvelle capacité de gazoduc vers les É.-U. fera monter les prix, à cause d'une forte corrélation entre les prix du gaz canadiens et américains.

### Revue de 1997

#### Offre

En 1997, l'offre de gaz américaine s'est raréfiée par rapport à la demande et les prix du gaz sont demeurés élevés. Le gaz canadien n'a pas réussi à profiter de la croissance de la demande américaine à cause d'une capacité insuffisante des gazoducs à l'exportation, qui étaient à toutes fins utiles exploités à pleine capacité. Pour la deuxième année consécutive, la côte américaine du Golfe du Mexique a pu accaparer presque toute la croissance de la demande. Jusqu'à récemment, les approvisionnements en provenance du Canada et des Rocheuses américaines augmentaient leur part du marché aux dépens du Golfe et d'autres régions productrices.

Tandis que l'insuffisance de capacité des gazoducs nuisait à l'offre canadienne, les producteurs des



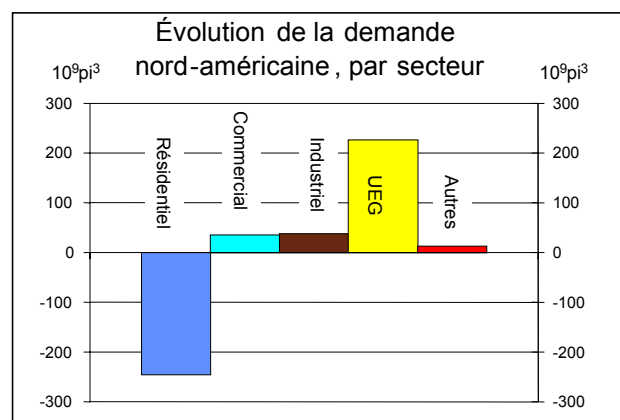
Rocheuses affrontaient de leur côté des problèmes de production. Auparavant, ils augmentaient leurs volumes de 10 % par année. Toutefois, en 1997, la production n'a pas progressé par rapport à 1996. Le gisement de méthane d'origine houillère dans la partie des Rocheuses se trouvant au Nouveau-Mexique arrive à maturité et la production de gaz du Nouveau-Mexique a baissé pour la deuxième année consécutive.

Le fait que les consommateurs de gaz se tournent vers les approvisionnements coûteux de la côte du Golfe pour combler leurs besoins supplémentaires constitue l'un des facteurs qui ont maintenu les prix élevés aux É.-U. en 1997. Le prix moyen du gaz négocié au New York Mercantile Exchange (NYMEX) était de 2,59 US\$/million de Btu<sup>1</sup>, le même qu'en 1996.

Ces niveaux de prix ont encouragé des taux de forage élevés pour le gaz aux É.-U., soit 150 % des taux de 1994. Toutefois, l'augmentation de la production américaine a été lente, à cause de résultats décevants des forages dans certaines régions, du taux d'épuisement très élevé des puits existants et de l'insuffisance de capacité des gazoducs extracôtiers pour exploiter les découvertes de gaz au large des côtes.

### Demande

La demande nord-américaine n'a progressé que de 0,3 % en 1997, un recul par rapport à la croissance annuelle moyenne de 3 % des cinq années précédentes. La demande a chuté dans le secteur résidentiel et elle a stagné dans les secteurs industriel et commercial. Une augmentation de la demande des services publics d'électricité (SPE) a



<sup>1</sup> Dollars US par million d'unités thermiques britanniques.

presque compensé la baisse des volumes résidentiels.

L'évolution de la demande de gaz d'une année à l'autre subit l'influence d'une combinaison de facteurs à court et à long terme. Les conditions climatiques hivernales, mesurées en degrés-jours de chauffage (DJC), constituent le facteur déterminant à court terme de la demande résidentielle, commerciale et industrielle. Une baisse des DJC en 1997 a exercé un effet négatif marqué sur la consommation de gaz. La demande des SPE a augmenté plus fortement que ne le prévoient nos modèles, ce qui permet de penser que ce secteur traverse une période de changement structurel à long terme au chapitre de la demande de gaz.

### Stockage

Au début de la saison de chauffage de 1997-1998, certains négociants de gaz estimaient que les niveaux des stocks (conservés en partie pour satisfaire la demande de la saison de chauffage) étaient peu élevés par rapport aux besoins prévus pour l'hiver. Par conséquent, le prix NYMEX a grimpé pour atteindre 3,35 \$ en octobre. Ce prix allait être le plus élevé de l'hiver, à cause du phénomène météorologique El Niño qui a fait baisser la demande hivernale habituelle de gaz.

### Capacité des gazoducs et flux de gaz

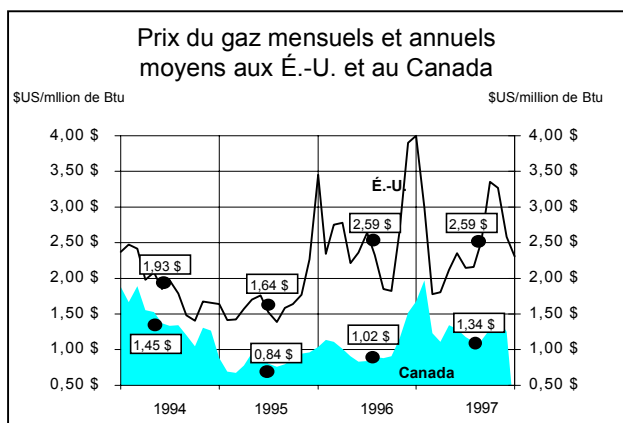
Les flux de gaz canadien sont restés stables tout au long de la dernière année. Tant à court terme qu'à moyen terme, on prévoit une expansion considérable de la capacité des gazoducs à l'exportation, et les flux de gaz du Canada vers les marchés américains progresseront d'autant. En 1997, les exportations canadiennes n'ont augmenté que de 2 %. Toutefois, cette augmentation représentait 57 % de la production supplémentaire du Canada au cours de la période, ce qui démontre clairement l'importance des marchés américains pour l'industrie canadienne.

La capacité des gazoducs canadiens n'a pas connu d'ajouts importants l'an dernier, mais les organismes de réglementation ont autorisé une nouvelle capacité de 1,09 milliard de pieds cubes par jour (10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>/j) dont l'entrée en service est prévue pour 1998. De plus, une capacité supplémentaire de 1,85 10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>/j a été autorisée ou fait l'objet d'un examen réglementaire pour une entrée en service en 1999 ou en 2000.

Aux É.-U., la demande accrue pour le gaz de la côte du Golfe s'est traduite par une augmentation de l'utilisation des couloirs de gazoducs vers les marchés américains de l'Ouest, du Midwest et du Nord-Est. En conséquence, pour la première fois depuis de nombreuses années, on a proposé d'importants projets d'expansion des gazoducs à partir du Golfe. Ainsi, à la suite de la découverte de nouveaux approvisionnements au large de la côte du Golfe, il a été proposé d'accroître la capacité des gazoducs extracôtiers de  $5,2 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ . De plus, la mise en valeur d'approvisionnements dans les Rocheuses a mené à des propositions de projets portant sur une capacité totale de  $1,2 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ .

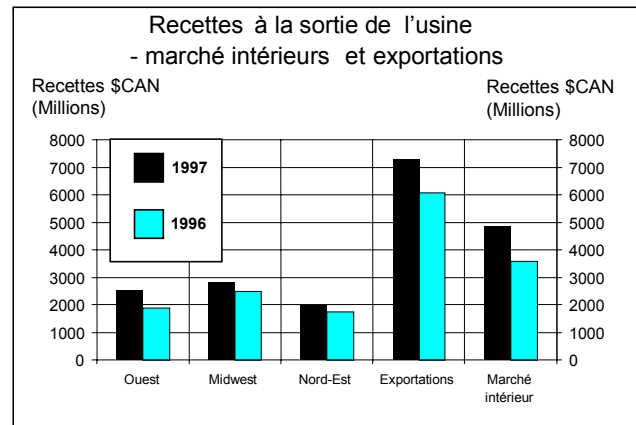
### Prix du gaz naturel

Les prix moyens canadiens et américains ont affiché un écart marqué tout au long de 1997. À cause principalement de la faiblesse de l'offre aux É.-U. et de la capacité insuffisante des gazoducs au Canada, les prix sont demeurés élevés sur les marchés américains; le prix moyen du NYMEX s'établissait à 2,59 \$US/million de Btu. Par contre, les prix canadiens (en Alberta) ont atteint en moyenne seulement 1,34 \$US/million de Btu (1,75 \$CAN/GJ). Cependant, ce niveau représentait une hausse de 31 % des prix canadiens, attribuable à la diminution de l'excédent de production et à la perspective d'un accroissement de la capacité de transport vers les marchés américains. Les différences de prix entre les marchés canadiens et américains dépassaient le coût du transport par gazoduc vers les marchés américains, signe d'une mauvaise intégration avec ces marchés américains.



### Ventes de gaz canadien

Les recettes des producteurs à la sortie de l'usine pour le total des ventes de gaz ont atteint un sommet sans précédent de 12,1 milliards \$CAN en 1997, un gain de 25 % par rapport à 1996. La hausse provenait principalement d'augmentations de prix, plutôt que d'augmentations de volumes. Les producteurs canadiens ont bénéficié d'augmentations de prix à la fois au Canada et sur deux de leurs principaux marchés d'exportation. Les prix au Canada et dans l'Ouest américain ont augmenté de 30 %, ceux du Midwest de 10 %, et la situation est restée stable dans le Nord-Est.



### Perspectives jusqu'en 2005

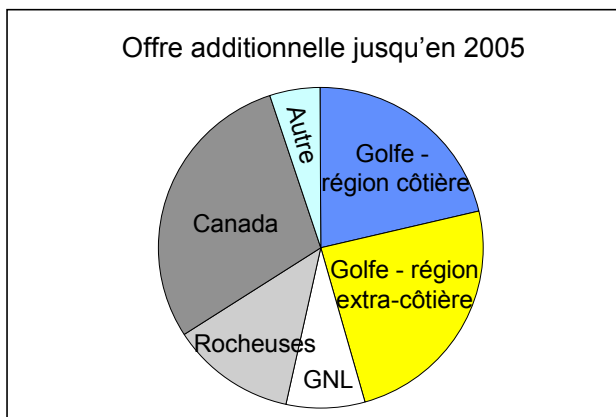
#### Demande

Au cours des huit prochaines années, on prévoit que la demande de gaz augmentera en moyenne de 2 % par année, un fléchissement par rapport au rythme annuel récent de 3 %. La production d'électricité et le secteur industriel seront les moteurs de cette croissance. La nouvelle demande se manifestera surtout aux États-Unis, dans les régions de la côte du Golfe, du Midwest, de l'Ouest, du Nord-Est et du Sud-Atlantique.

#### Offre

Afin de combler la croissance de la demande, l'offre de gaz nord-américaine en 2005 devra compter  $4\,662 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$  de gaz de plus qu'en 1997. La côte du Golfe compterait pour 48 % de ce volume supplémentaire, tandis que le Canada en produirait 31 %. Le reste du gaz proviendrait des Rocheuses américaines, d'autres régions des É.-U. et d'importations de GNL.

Il y aura équilibre de l'offre et de la demande sur les marchés, avec des rajustements selon les prix en vigueur. Les niveaux mentionnés pour l'offre et la demande ne sont donc que des indications approximatives des tendances futures.



### Capacité des gazoducs et flux de gaz

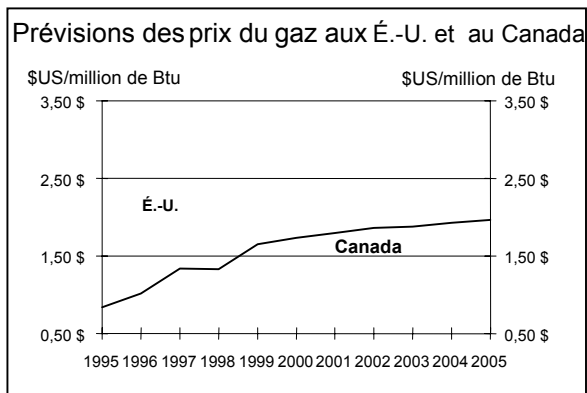
Pour que les approvisionnements supplémentaires se rendent jusqu'aux marchés, il faudra accroître considérablement la capacité des gazoducs au large de la côte du Golfe, ainsi que celle des gazoducs reliant l'Ouest du Canada et les Rocheuses américaines aux régions du Midwest, du Nord-Est et de l'Ouest des États-Unis. La plupart des projets concrets nécessaires pour répondre aux besoins estimés ont été au moins annoncés; certains ont fait l'objet d'une demande et d'autres sont assez avancés dans le processus réglementaire. Il semble toutefois que l'Ouest américain pourrait avoir besoin d'une capacité supérieure à ce qui a été annoncé jusqu'à maintenant.

Les facteurs de charge des gazoducs sortant de la région de la côte du Golfe devraient s'améliorer, à mesure que la production en eau profonde commencera à atteindre la côte. Les producteurs du Golfe devraient satisfaire toute la croissance supplémentaire du marché du Golfe et du Sud-Ouest, tandis que la plus grande partie de la croissance des marchés du Midwest et du Nord-Est sera comblée par du gaz en provenance du Canada.

### Prix du gaz naturel

Nous prévoyons que les prix du gaz aux É.-U. resteront instables, sans toutefois revenir aux faibles niveaux de 1995. L'offre est maintenant plus restreinte que jamais et, partant, les prix devraient se maintenir près des niveaux des coûts de découverte et de mise en valeur. Les spécialistes prévoient que les prix nominaux du gaz aux É.-U. ne bougeront pas d'ici 2005. Les producteurs canadiens devraient profiter d'une corrélation plus solide avec les marchés américains, à mesure que la capacité additionnelle des gazoducs à l'exportation entrera en service, et les prix du gaz canadien au gisement devraient augmenter de 5 % par année d'ici 2005.

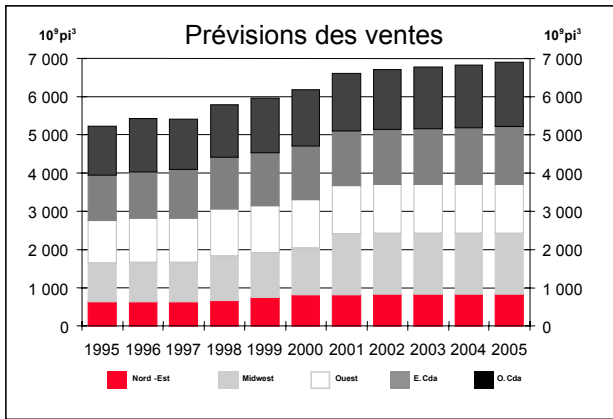
Il faut souligner que les coûts de transport et de distribution représentent une part importante du prix du gaz livré aux consommateurs canadiens. Cette part atteint souvent 50 % à 70 %. Les prix du transport et de la distribution sont réglementés et stables. Par conséquent, une hausse annuelle de 5 % du prix au gisement se traduirait par une augmentation annuelle de seulement 1,5 % à 2,5 % du prix livré.



### Ventes de gaz canadien

Les producteurs canadiens peuvent compter sur une combinaison de facteurs qui devrait donner lieu à une forte croissance des recettes au cours des huit prochaines années. Le volume des ventes de gaz canadien devrait s'accroître de 25 % d'ici 2005, la production atteignant alors près de  $7 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$  de gaz. Cette production accrue se répartira entre les exportations (61 %) et les ventes intérieures (39 %).





Si les prévisions des spécialistes concernant les prix du gaz se concrétisent, les recettes des producteurs provenant des ventes à l'exportation devraient progresser proportionnellement à l'accroissement du volume. Les recettes des producteurs provenant des ventes intérieures devraient augmenter de façon encore plus marquée. Les augmentations de volume s'accompagneront de hausses de prix beaucoup plus prononcées, à mesure que les régions productrices du Canada retrouveront leur intégration aux marchés américains.

### Mise à jour concernant la réglementation

Au Canada et aux É.-U., les autorités réglementaires étudient des façons de mieux harmoniser la réglementation des gazoducs avec les forces économiques qui régissent l'industrie.

Plusieurs événements importants se sont produits cette année. En Alberta, la société NOVA abandonne le régime de droits uniques dits « timbre-poste », pour l'utilisation de son réseau de gazoducs, en faveur d'une méthode de tarification plus axée sur la distance, qui reflète plus fidèlement le coût de transport et les droits. Les droits évoluent

également vers la parité avec la valeur marchande du service. En vertu d'un règlement récent concernant les taux incitatifs de la société Westcoast Energy, les droits augmentent maintenant avec le prix du gaz. Parmi les autres questions qui ont fait l'objet de règlements, citons le renouvellement des contrats pour le gazoduc TransCanada et le financement des intervenants dans le processus réglementaire.

Aux É.-U., le Pacific Gas & Electric Gas Accord a réglé des différends qui opposaient les producteurs canadiens aux acheteurs et aux autorités réglementaires de Californie. Par ailleurs, la FERC examine activement des moyens d'offrir des services plus différenciés à la clientèle des gazoducs, par le biais de la négociation des tarifs et des modalités. La Commission étudie également des moyens d'améliorer le fonctionnement du marché secondaire pour la capacité des gazoducs.

Une proportion croissante de la capacité des gazoducs américains fait l'objet de contrats à court terme. Cette pratique donne lieu à une dynamique différente aux États-Unis et au Canada en ce qui a trait aux décisions d'expédition de gaz. Lorsque les expéditeurs de gaz canadien détiennent des contrats à long terme pour l'utilisation des gazoducs et qu'ils doivent acquitter des frais liés à la demande, que du gaz soit transporté ou non, il y a une forte incitation économique à expédier du gaz. Ce facteur revêt moins d'importance aux É.-U., où la tendance est de transporter du gaz seulement lorsqu'il a une valeur considérablement supérieure à destination. Ces pratiques ont influencé notre prévision des futurs facteurs de charge pour les gazoducs transportant du gaz canadien par rapport à ceux qui transportent du gaz américain. Nous prévoyons que les gazoducs transportant du gaz canadien seront exploités avec un facteur de charge supérieur.



# **Introduction**

# Introduction

## ◊ Accent sur les marchés régionaux du gaz

Dans le présent rapport, nous examinons l'offre et la demande de gaz naturel, les exportations, les prix, la capacité des gazoducs et d'autres facteurs. En plus de prendre en compte ces facteurs dans le contexte global de l'Amérique du Nord, nous examinons aussi la dynamique de plusieurs marchés régionaux de gaz naturel.

Le marché nord-américain du gaz naturel n'est pas homogène. Il est composé de nombreux marchés géographiques, chacun avec sa propre dynamique d'offre, de demande et de prix. Pour déterminer si l'on doit acheter de la capacité sur un gazoduc donné, il ne suffit pas de connaître l'ensemble de l'offre américaine. Les prix régionaux du gaz et leurs liens entre eux sont d'une importance primordiale dans l'industrie actuelle du gaz.

Par conséquent, en plus des prévisions concernant l'ensemble des tendances pour l'Amérique du Nord, les intervenants dans le secteur actuel du gaz ont aussi besoin de perspectives régionales. Auparavant, certains marchés du gaz offraient de meilleurs prix aux producteurs que d'autres. De la même façon, des renseignements par région sur toutes les caractéristiques

de l'offre, de la demande et des prix du gaz sont nécessaires pour arriver à bon nombre des décisions que prennent couramment les intervenants et les organismes de réglementation dans le secteur du gaz.

## ◊ Marché du gaz repère en Amérique du Nord

Le marché qui a le plus d'influence en Amérique du Nord est le marché à terme du centre Henry NYMEX, où le gaz est acheté et vendu pour livraison sur la côte du Golfe, en Louisiane. Ce marché est très bien relié, grâce à un important réseau de gazoducs, à une vaste zone géographique qui comprend l'Ouest, le Midwest, le Nord-Est et le Sud-

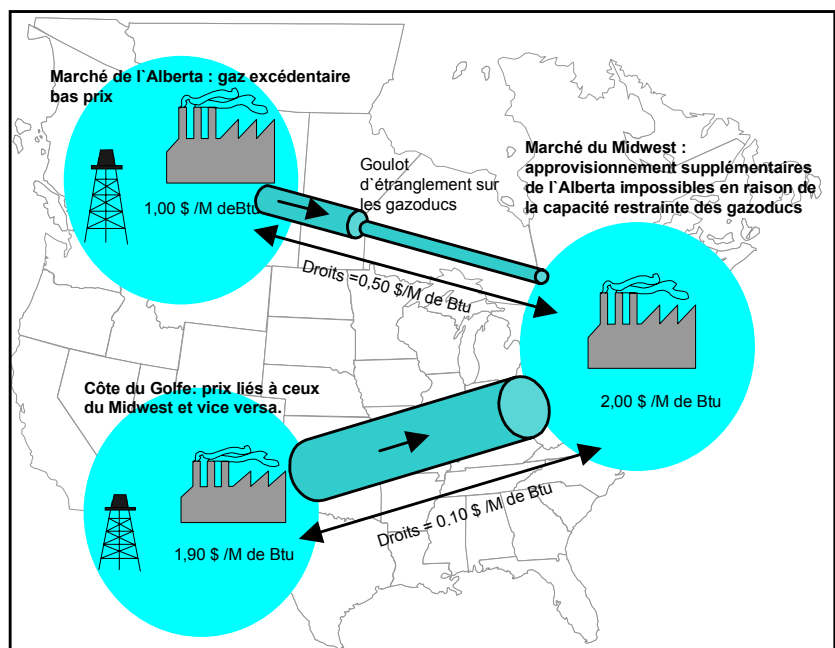
Est des États-Unis.

## ◊ Intégration des marchés du gaz

Dans cette vaste zone, l'intégration de la dynamique de l'offre, de la demande et des prix est possible. Deux marchés du gaz sont dits intégrés quand les prix sur ces marchés présentent une forte corrélation, grâce à l'existence, entre ces deux marchés, d'un réseau de gazoducs de capacité suffisante. Inversement, certains marchés du gaz sont isolés des autres marchés parce que les liens par gazoduc ne sont pas adéquats.

Cette situation est illustrée à la figure 1. Les marchés du Midwest et de la côte du Golfe

**Figure 1 : Intégration des prix du marché du gaz**



sont intégrés parce qu'ils sont reliés par un réseau de gazoducs de grande capacité. Les prix sur ces marchés fluctuent en tandem et s'équilibrent à des niveaux qui prennent en compte le coût de l'acheminement du gaz d'un marché à l'autre.

Par exemple, la demande élevée de gaz et les prix dans le Midwest favorisent un accroissement des flux de gaz vers le nord, depuis la côte du Golfe. La capacité des gazoducs permet un tel accroissement. L'augmentation de la demande pour le gaz provenant de la côte du Golfe fait monter les prix dans le Golfe tandis que la quantité supplémentaire de gaz acheminée vers le Midwest fait baisser les prix dans le Midwest, jusqu'à ce que l'équilibre se rétablisse entre les deux marchés.

La dernière quantité de gaz qui doit être achetée chaque mois pour répondre à la demande du Midwest doit provenir du Golfe, puisque les canalisations des autres réservoirs sont utilisées à pleine capacité. La région du Golfe est le **fournisseur marginal** du Midwest. Pour obtenir ce gaz en provenance du Golfe, les acheteurs du Midwest doivent payer les prix du Golfe, plus le coût du transport depuis le Golfe jusqu'au Midwest. Ainsi, les prix du Midwest sont habituellement égaux aux prix de la région de la côte du Golfe, plus le coût de transport.

Dans la région du Golfe, la capacité des gazoducs est

supérieure au volume de gaz disponible pour remplir ces gazoducs. La région du Golfe est un **fournisseur avec une surcapacité**.

Lorsque la capacité des gazoducs est insuffisante, l'équilibre entre les marchés ne se rétablit pas. Le meilleur exemple de cette situation au cours des dernières années est le marché interne de l'Alberta qui est rarement en équilibre avec les marchés NYMEX, du Midwest, ou du Nord-Est. L'offre de l'Alberta dépasse l'ensemble de la demande locale et de la capacité des gazoducs qui sortent de l'Alberta, ce qui maintient à un bas niveau les prix du marché local. On peut dire que l'Alberta est un **fournisseur avec une sous-capacité**.

Il est impossible d'établir un équilibre entre les prix de l'Alberta et ceux des marchés en aval. En outre, les prix supérieurs du marché de l'Est ne peuvent être modérés par un approvisionnement supplémentaire en provenance de l'Alberta, puisque les gazoducs de l'Alberta sont déjà utilisés à pleine capacité. Chaque mois, les gazoducs qui relient l'Alberta au Midwest sont remplis à pleine capacité. On peut décrire l'Alberta comme un **fournisseur de charge de base** pour le Midwest.

Les marchés régionaux peuvent aussi être caractérisés selon la capacité de leurs gazoducs. Les marchés où la capacité des gazoducs d'arrivée dépasse la demande (c.-à-d. Midwest) sont

des **marchés avec une surcapacité**. Les marchés du gaz en pleine expansion, où la capacité des gazoducs n'a pas encore atteint la parité avec la demande (p. ex., région du Sud-Atlantique) sont des **marchés avec une sous-capacité**.

#### ◇ Valeur de la capacité des gazoducs

La capacité des gazoducs entre l'Alberta et le Midwest a une grande valeur. Le gaz peut être acheté aux bas prix de l'Alberta et vendu aux prix élevés de l'Est, si l'on dispose de la capacité de gazoduc nécessaire.

La valeur de cette capacité est égale à l'écart de prix entre les marchés. Sur la figure 1, la valeur de la capacité des gazoducs entre l'Alberta et le Midwest est la suivante :  $2,00 \$ - 1,00 \$ = 1,00 \$/\text{million de Btu}$ . Cette valeur est supérieure aux droits réglementés de  $0,50 \$/\text{million de Btu}$  dans cet exemple. Par conséquent, il existe une demande pour une plus grande capacité de gazoduc entre l'Alberta et les régions de l'Est et plusieurs projets d'envergure sont en cours de réalisation (p. ex. Northern Border, Alliance, TCPL).

Il est évident que l'accroissement de la capacité des gazoducs aura des répercussions sur l'établissement des prix régionaux du gaz et l'intégration des marchés. Toutefois, les changements au chapitre de l'offre et de la demande sont également importants. Par exemple, dans

une région productrice à l'origine bien intégrée à NYMEX, si l'offre ne cesse de croître, il se peut que la capacité des gazoducs finisse par devenir insuffisante et que les prix dans la région perdent alors leur parité avec ceux de NYMEX (c.-à-d. qu'ils tombent bien au-dessous de NYMEX), comme cela s'est produit en Alberta.

À l'inverse, le lien avec NYMEX peut se rétablir si une région inondée de gaz connaît une croissance de la demande ou une baisse de la production.

#### **◇ Démarche adoptée pour la rédaction du présent rapport**

Notre démarche consiste à examiner l'offre, la demande, la capacité des gazoducs et les prix pour certains marchés régionaux du gaz en Amérique du Nord. Nous nous penchons aussi sur les flux de gaz entre les régions. Ce type d'examen nous permet de comprendre pourquoi certains marchés régionaux du gaz offraient de meilleurs prix aux exportateurs canadiens que d'autres. Il donne de plus aux acheteurs canadiens une meilleure idée de

la façon dont le marché d'exportation influera sur les tendances en matière d'acquisition du gaz canadien.

Dans la première moitié du rapport, nous examinons les éléments fondamentaux du marché du gaz au cours de 1997. Nous présentons ensuite les perspectives jusqu'en l'an 2005. Enfin, nous passons en revue les activités importantes concernant la réglementation du gaz naturel qui ont été menées au cours de la dernière année.

**Revue de 1997  
Offre nord-américaine**

# Revue de 1997

## Offre nord-américaine

----- CONTENU DE LA SECTION -----

- ◇ Changements relatifs à l'offre en 1997
- ◇ Capacité et produc. gaz. américaines
- ◇ Région du Golfe
- ◇ Rocheuses américaines
- ◇ Importations de GNL et de gaz mexicain
- ◇ Forage gazier aux É.-U.
- ◇ Offre par région
- ◇ Milieu du continent
- ◇ Ouest du Canada

### ◇ Changements relatifs à l'offre en 1997

L'offre nord-américaine de gaz naturel a augmenté de 1,2 % au cours de 1997 (tableau 1), soit une production supplémentaire de 303 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>. Le gros de l'augmentation est attribuable aux zones terrestre et extracôtière de la région du Golfe. Le Canada, comme cela a été le cas au cours des cinq dernières années, a aussi contribué notablement à la hausse de l'offre (96 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>). Contrairement à la tendance des cinq dernières années, les Rocheuses américaines n'ont pas connu d'augmentation importante de leur production, avec seulement 12 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> de plus qu'en 1996. La production du milieu du continent a baissé de 106 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>, ou 4 %, renforçant ainsi une tendance bien établie.

Bien que les importations américaines de GNL aient augmenté de 93 %, les quantités en cause sont mineures, tout comme celles des importations de gaz mexicain.

### ◇ Forage gazier aux É.-U.

Le forage gazier aux É.-U. atteint actuellement de *très hauts* niveaux par rapport aux niveaux observés il y a quelques années. La figure 2 indique les prix du gaz ainsi que les installations de forage gazier aux É.-U. (nombre total d'installations américaines) et au large de la côte du Golfe depuis 1994. Tant le nombre total d'installations que celui des installations en mer sont indiqués sous forme de pourcentage des installations dénombrées en 1994. Cette année-là, on comptait en

moyenne 61 installations au large de la côte du Golfe, tandis que le total des installations américaines s'établissait à 427.

Le nombre total d'installations de forage gazier aux É.-U. à la fin de 1997 était de **50 % plus élevé** qu'en 1994. Quant au nombre d'installations au large de la côte du Golfe, il était de **75 % plus élevé**.

Des prix du gaz relativement élevés depuis la fin de 1995 ont entraîné une accélération du forage gazier aux É.-U. et au large de la côte du Golfe. Les forages ont continué d'augmenter malgré le fait que les prix se maintiennent dans la même fourchette depuis la fin de 1995. De toute évidence, les récents prix du gaz sont suffisamment élevés pour justifier les forages.

Tableau 1 : Offre nord-américaine de gaz naturel

	1997 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup>	1996 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup>	Différence 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup>	Variation en %	% de l'augm. Totale	% de l'offre nord-amér.
Golfe - zone terrestre	6 542	6 406	136	2.1	44.9	26.1
Golfe - zone extracôtière	5 465	5 371	94	1.8	31.0	21.9
Total pour le Golfe	12 007	11 780	227	1.9	74.9	48.0
Milieu du continent américain	2 415	2 521	-106	-4.2	-34.9	9.8
Rocheuses américaines	2 864	2 852	12	0.4	3.9	11.7
Autres états américains	1 676	1 640	36	2.2	12.0	6.8
<b>Production É.-U. Totale</b>	<b>18 962</b>	<b>18 793</b>	<b>169</b>	<b>0.9</b>	<b>55.8</b>	<b>77.2</b>
Production canadienne	5 513	5 417	96	1.8	31.7	22.4
Importations de GNL	78	40	38	93.3	12.4	0.3
Importations de gaz mexicain	15	14	1	4.3	0.2	0.1
<b>TOTAL DE L' OFFRE N.-A</b>	<b>24 567</b>	<b>24 264</b>	<b>303</b>	<b>1.2</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>

### ◇ Capacité et production gazières américaines

La figure 3 illustre la production mensuelle aux États-Unis pendant cette période d'augmentation rapide des forages. La production moyenne mobile au cours des 12 mois précédents est aussi indiquée.

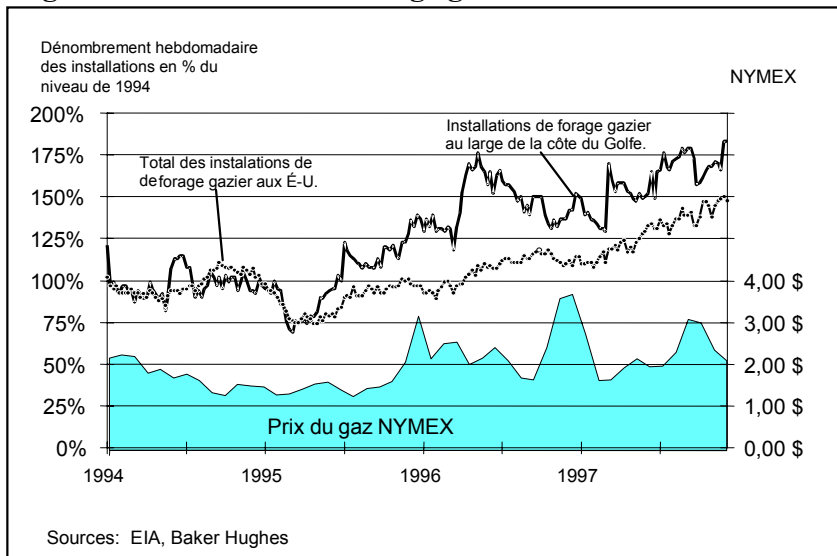
La production américaine n'augmente que de 1 % environ par année, par opposition au forage qui a connu une croissance variant entre 50 % et 75 % depuis 1994.

On pourrait soutenir que, si la *croissance* de la production a été lente, la *capacité* de production a par contre considérablement augmenté. Toutefois, les producteurs vendent généralement tout le gaz qu'ils peuvent produire. Peu de producteurs ralentiront leur production de gaz parce qu'ils sont confrontés à des coûts fixes élevés. Ainsi, en présence d'une plus grande capacité, les producteurs essaieraient probablement de la commercialiser, ce qui aurait un effet modérateur sur les prix.

Le fait que les prix du gaz américains soient demeurés constamment au-dessus de 2 \$ par million de Btu laisse penser que l'offre de gaz est vraiment restreinte.

Ce point de vue est étayé par une étude récente de la Natural Gas Supply Association (NGSA), effectuée auprès de 103 producteurs représentant 60 % de la production américaine. L'étude a révélé

**Figure 2 : Tendances du forage gazier aux É.-U.**



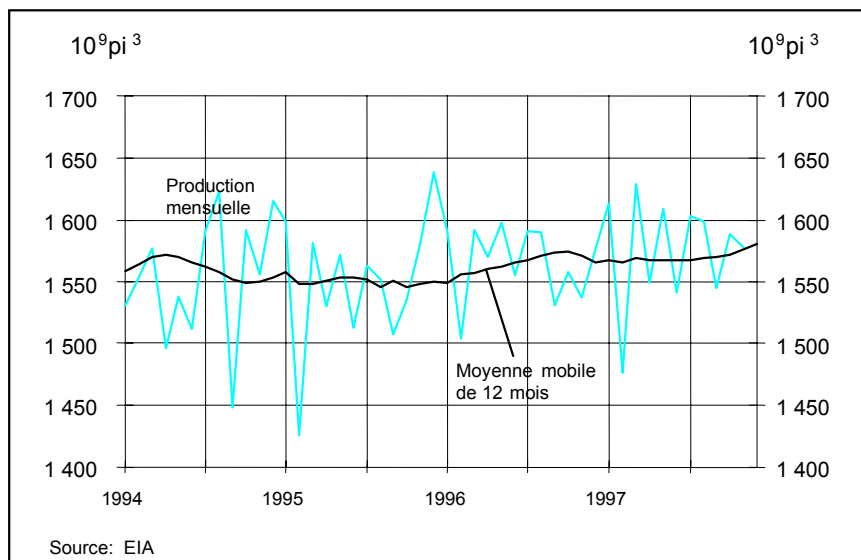
que l'utilisation de la capacité des gisements est passée de 94,1 % en 1995 à 95 % en 1996. La NGSA estime qu'en raison des limites des gazoducs, la capacité des gisements ne peut être utilisée qu'à un maximum de 96,5 %. Autrement dit, la production gazière atteint presque sa pleine capacité.

Il y a deux explications possibles à la divergence entre

le taux croissant de forage aux É.-U. et la stabilité de la production américaine.

Premièrement, il se peut qu'un taux élevé de forage soit nécessaire simplement pour compenser la baisse de production des puits existants. La production actuelle diminue rapidement et la nouvelle production permise par les forages est peut-être juste

**Figure 3 : Tendances de la production gazière aux É.-U.**





suffisante pour compenser cette baisse.

La deuxième explication est que l'accroissement des forages peut entraîner l'ajout d'une grande capacité de production supplémentaire, mais seulement à la tête de puits. Il se peut que la production à la tête de puits ne se rende pas jusqu'aux marchés en raison des goulots d'étranglement sur les gazoducs ou dans les usines de gaz.

Comme nous le verrons dans la partie consacrée à l'étude de l'offre par région, les deux explications sont valables.

**◇ Offre par région**

Les cinq régions de production

examinées dans le présent rapport comprennent les zones terrestre et extracôtière de la région du Golfe, le milieu du continent, les Rocheuses américaines et l'Ouest du Canada.

Les limites de ces régions sont illustrées à la figure 4, avec celles des bassins sédimentaires importants. Le graphique circulaire de la figure 4 indique les valeurs relatives des productions régionales en 1997.

Les régions ont été groupées en zones présentant des similitudes sur le plan de la production et des bassins sédimentaires. Par exemple, la production gazière dans la région du milieu du continent se situe en moyenne à

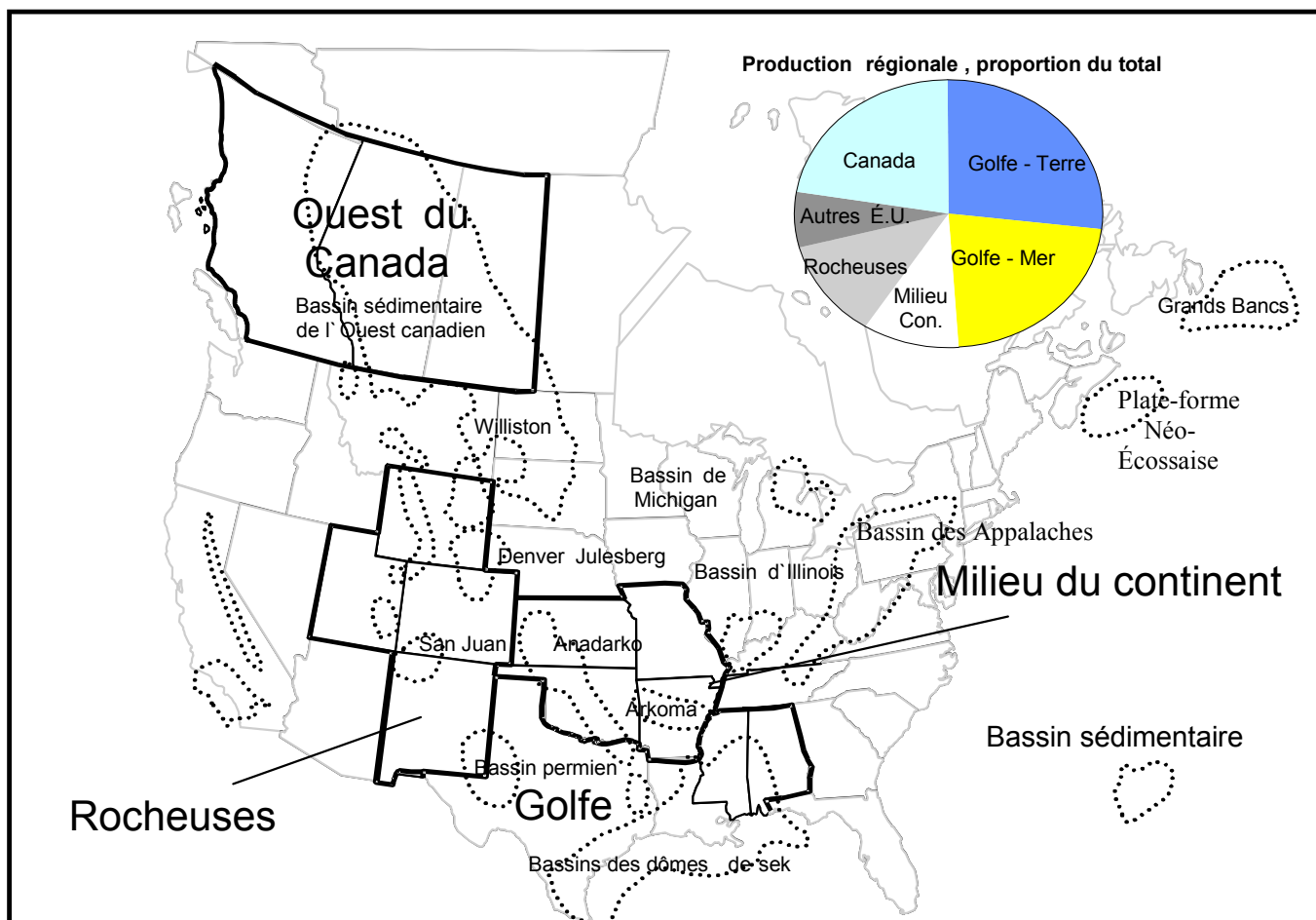
125 10<sup>3</sup>pi<sup>3</sup> par puits par jour. Par contre, la production au large de la côte américaine du Golfe s'élève en moyenne à 3,6 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup> par puits par jour, soit 29 fois plus.

Compte tenu de ces différences de production, l'examen de l'ensemble des puits de gaz forés aux É.-U. peut s'avérer d'une utilité limitée. Pour avoir une vue plus exacte des effets du forage, il est préférable d'étudier ces effets région par région.

**◇ Région du Golfe**

En 1997, le Golfe a été la région la plus productive, avec 48 % de la production totale, soit 12 007 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>.

**Figure 4 : Régions de production et bassins sédimentaires**



Du point de vue du marché du gaz, il est impossible de dissocier le gaz provenant de la zone terrestre et celui provenant de la zone extracôtière de la région du Golfe. Si nous examinons séparément ces deux volets de la production, c'est parce que leurs caractéristiques et leurs perspectives de production sont très différentes.

#### ◇ Région du Golfe – zone terrestre



La production de la zone terrestre de la région du Golfe a été estimée à  $6\,542\ 10^9\text{pi}^3$  en 1997, une augmentation de  $136\ 10^9\text{pi}^3$  par rapport à 1996. Depuis 1994, la production annuelle de cette zone terrestre a augmenté de  $359\ 10^9\text{pi}^3$ , soit un taux de croissance annuel de 1,9 %.

L'accès aux gazoducs ne constitue pas un gros problème pour les producteurs de la zone terrestre de la région du Golfe. Cette zone produisait plus de  $13\,000\ 10^9\text{pi}^3$  par année au cours de sa meilleure période au début des années 70 et elle possède des installations adéquates de livraison du gaz aux marchés.

Contrairement à d'autres industries, où la capacité installée demeure assez constante au cours du temps, la capacité existante de l'industrie du gaz naturel ne cesse de décroître. Pour la plupart des puits de gaz, le taux de production commence à fléchir dès le début de l'exploitation. Des opérations de forage soutenues sont donc

nécessaires, simplement pour maintenir la production aux niveaux établis.

Le taux d'épuisement varie d'une région à l'autre. Dans la partie terrestre de la région du Golfe, il se situe à environ 20 % par année. En d'autres mots, le potentiel de livraison de gaz de la zone terrestre de la région du Golfe diminuerait de 20 % par année si de nouveaux puits de gaz n'étaient pas connectés aux gazoducs.

Avec un taux d'épuisement de 20 %, cela signifie que, chaque année, il faut remplacer une production de  $1\,308\ 10^9\text{pi}^3$  dans la partie terrestre de la région du Golfe, juste pour maintenir la production aux niveaux actuels. La production réagit donc fortement à un ralentissement des opérations de forage.

Il convient de noter que les producteurs ont délibérément accéléré leurs taux d'épuisement au cours des dernières années. Des innovations comme le forage horizontal, les complétions multilatérales et l'optimisation des emplacements de puits grâce au suivi en cours de forage ou à l'analyse sismique tridimensionnelle, ont toutes contribué à une extraction plus rapide du gaz des réservoirs. Cette situation est avantageuse pour les producteurs puisque les réserves se transforment plus rapidement en rentrées de fonds. Toutefois, le taux d'épuisement augmente aussi et il faut donc remplacer chaque année une plus grande productibilité de puits.

Même avec les hauts niveaux de forage actuels, la capacité de production de la zone terrestre de la région du Golfe n'augmente pas beaucoup. Dans un récent rapport<sup>2</sup>, l'Energy Information Agency (EIA) américaine estimait que la capacité de la zone terrestre de la région du Golfe avait augmenté de 3 % en 1996. On prévoyait, selon l'hypothèse de base, une autre augmentation de la capacité de 10 % pour 1997. Toutefois, compte tenu de la récente hausse des prix dans le Golfe et de l'augmentation de la production qui n'a été que de 2 %, on peut douter que ce niveau de capacité ait été atteint.

En résumé, la partie terrestre de la région du Golfe connaît en ce moment des niveaux élevés de forage surtout pour maintenir les niveaux actuels de production, étant donné l'ampleur du taux d'épuisement des gisements dans la région. Ces forages donnent également lieu à des gains de production d'environ 2 % par an.

#### ◇ Région du Golfe – zone extracôtière



La production au large de la côte du Golfe pour 1997 a été estimée à  $5\,465\ 10^9\text{pi}^3$ , une augmentation de  $94\ 10^9\text{pi}^3$  par rapport à 1996. Au cours des trois dernières années, la production au large de la côte du Golfe a augmenté de  $61\ 10^9\text{pi}^3$ , soit une

*Natural Gas Productive Capacity for the lower 48 States 1986 Through 1998, IEA, décembre 1997.*

augmentation annuelle moyenne de 0,4 %.

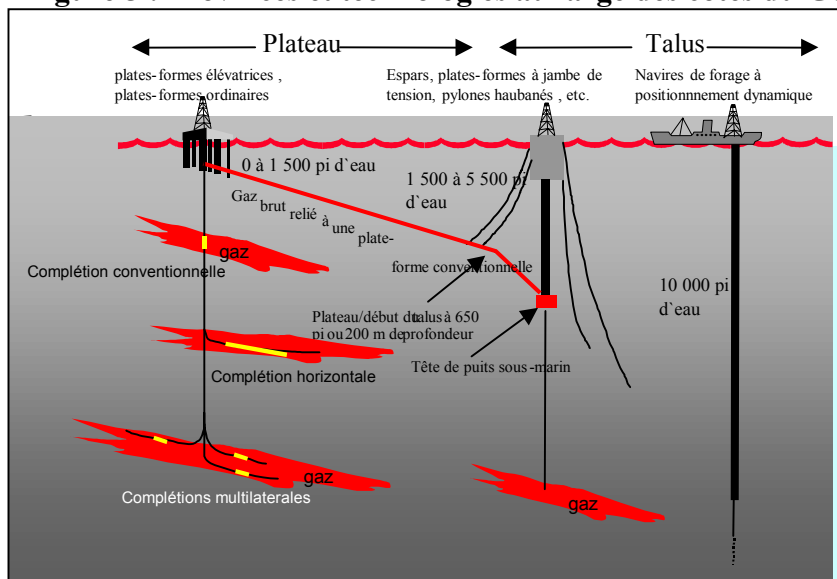
La zone extracôtère du Golfe est la principale région de production complémentaire en Amérique du Nord. Les plates-formes en mer, au taux de production élevé, peuvent être fermées relativement facilement, et les producteurs extracôtiers sont les plus susceptibles d'interrompre ou de redémarrer la production pour rétablir l'équilibre face aux fluctuations du marché. Par conséquent, la production au large de la côte du Golfe est fondamentalement difficile à surveiller et à prévoir.

La majeure partie de la production de la zone extracôtère du Golfe provient de l'exploitation au large du plateau continental, qui est de compétence fédérale. De petites quantités proviennent d'une zone au large des côtes qui relève de l'État.

Une fois que le gaz atteint la côte, la capacité des gazoducs est habituellement suffisante pour le transporter jusqu'au marché. Toutefois, la capacité de collecte en vue de transporter le gaz des plates-formes de production jusqu'à la côte a parfois été limitée. Le large de la côte du Golfe est une zone touchée par des ouragans, ce qui entraîne la fermeture périodique des plates-formes, une particularité que l'on ne retrouve pas dans les autres régions.

De toutes les régions productrices, la zone extracôtère du Golfe est celle dans laquelle les taux

**Figure 5 : Provinces et technologies au large des côtes du Golfe**



d'épuisement des puits sont les plus élevés, de l'ordre de 30 % par an.

La zone extracôtère du Golfe renferme une nouvelle capacité de production considérable à la tête de puits, particulièrement dans la nouvelle province en eau profonde (figure 5). Les gisements et les puits au large de la côte du Golfe sont généralement divisés en deux catégories, selon qu'ils se trouvent sur le « plateau » ou en « eau profonde » (sur le talus). On considère en règle générale qu'il y a une différence de profondeur de 1 000 pieds entre

le plateau et l'eau profonde, mais certaines définitions fixent la distance à 650 pieds. La figure 5 illustre le plateau, le talus en eau profonde ainsi que les technologies de forage et de production utilisées.

Comme le montre le tableau 2, la majeure partie de la production de gaz au large de la côte du Golfe provient du plateau. À l'heure actuelle, le plateau compte pour 88 % de la production de gaz au large de la côte du Golfe. La production du plateau a été relativement stable au cours des dernières années. Même les taux de forage

**Tableau 2 : Prod. sur le plateau continental et en eau prof.**

	Production sur le plateau 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup>	Changement par rapport à 1992 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup>	Production en eau profonde 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup>	Changement par rapport à 1992 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup>
1992	4,333		243	
1993	4,335	2	316	73
1994	4,404	71	393	150
1995	4,261	-72	418	175
1996	4,432	99	613	370

Source: EIA Annual Reserves Report

relativement élevés n'ont pas réussi à accroître la production de façon marquée.

C'est en eau profonde que l'on retrouve le plus gros potentiel de croissance de la production<sup>3</sup>. Au cours de 1997, on a annoncé la découverte de 11 gisements en eau profonde dans le Golfe du Mexique, à des profondeurs variant entre 1 526 pieds et 4 795 pieds. Quatre installations en eau profonde sont entrées en production en 1997, ce qui porte le total à 21. Selon l'EIA, la production de gaz en eau profonde a atteint  $613 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$  en 1996 (tableau 2).

Les puits en eau profonde produisent à des taux très élevés (30 à  $100 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ), de sorte qu'un nombre relativement réduit de puits peut avoir un effet sur l'ensemble de la production au large de la côte.

Cette situation est illustrée par le projet Mensa, de la société Shell, dont la production a commencé à  $180 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$  en juillet 1997, à une profondeur d'eau de 5 300 pieds, avec une goulotte de 68 milles rattachée à la plate-forme installée à proximité du rivage. La production devrait atteindre  $300 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$  au cours du premier trimestre de 1998. En bout de ligne, on estime que le gisement fournira  $720 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ .

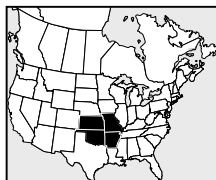
L'EIA a estimé que la capacité de production totale au large de

la côte du Golfe avait augmenté de 18 % en 1996, et une autre augmentation de 19 % est prévue pour 1997.

Toutefois, maintenant que ces gisements ont été découverts, il faudra du temps pour mettre en place les installations de production, de collecte et de transport nécessaires. Cela peut expliquer pourquoi l'offre de gaz dans la région du Golfe continue d'être limitée malgré de hauts niveaux de forage et un bon taux de réussite (pour plus de détails sur la capacité des gazoducs dans le Golfe, voir la section *Capacité des gazoducs et flux de gaz*.)

En résumé, bien que la production au large de la côte du Golfe ait augmenté de seulement 2 % en 1997, on croit que les hauts taux de forage ont ajouté une grande capacité de production supplémentaire à la tête de puits. Toutefois, la majeure partie de ce gaz n'a pu atteindre les marchés en 1997 en raison de goulots d'étranglement sur les gazoducs et dans les installations.

#### ◆ Milieu du continent



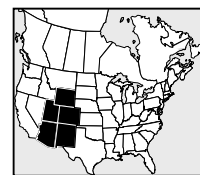
La région du milieu du continent, qui inclue l'Arkansas, le Kansas, le Missouri, et l'Oklahoma, comprend les bassins Arkoma et Anadarko. En raison du vieillissement des ressources dans cette région, on assiste à un déclin de la production à long terme. La production a baissé de façon constante depuis 1990 (2 % ou

$463 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$  au total). Elle a de nouveau chuté à  $2 415 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$  en 1997, une baisse de  $106 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$  par rapport à 1996.

Le taux d'épuisement annuel des puits de gaz dans la région du milieu du continent se situe entre 15 % et 20 %. Les nouveaux puits n'ont pas suffi à compenser la baisse de production des puits plus anciens. Toutefois, l'EIA a estimé que la capacité de production avait augmenté de 2 % en 1996, et une hausse additionnelle de 6 % était prévue pour 1997. Une augmentation de la production représenterait un renversement étonnant d'une tendance bien établie.

#### ◆ Rocheuses américaines

La région de production des



Rocheuses américaines dans les États du Nouveau-Mexique,

de l'Utah, du Wyoming et du Colorado comprend de nombreux bassins. Le plus important est celui de San Juan, au nord-ouest du Nouveau Mexique et au sud-ouest du Colorado, où prédomine le méthane d'origine houillère.

Jusqu'à récemment, les Rocheuses étaient une région où la croissance de la production était très forte. Ainsi, la production s'est accrue de  $750 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$  depuis 1991, soit un taux d'augmentation annuel de 5 %. Toutefois, au cours des trois dernières années, ce taux de croissance a diminué à 0,4 % par année.

<sup>3</sup>Voir *Deepwater in the Gulf of Mexico: An Update on America's New Frontier*, Minerals Management Service, janvier 1998.

Comme on peut l'imaginer, la hausse rapide de la production au cours de la période 1991-1994 n'a pas été accompagnée d'une augmentation correspondante de la capacité des gazoducs de sortie, ce qui a restreint la production. Les marchés des Rocheuses ont été inondés et, partant, les prix locaux du gaz étaient très bas vers la fin de 1995. La situation avait changé à la fin de 1996.

Après des années de production et de réserves croissantes, la production de méthane d'origine houillère (surtout dans le bassin San Juan au Nouveau-Mexique) semble avoir atteint un sommet. Tandis que la production globale dans les Rocheuses augmentait légèrement en 1997, la production au Nouveau-Mexique baissait de  $56 \times 10^9 \text{ pi}^3$ , après une chute de  $94 \times 10^9 \text{ pi}^3$  en 1996. Les réserves prouvées de gaz au Nouveau-Mexique ont diminué de 11 % au cours des trois dernières années. La production de San Juan a baissé, ce qui a rapproché les prix du gaz de la région du Golfe et ceux de San Juan. Cette situation est décrite en détail plus loin dans le présent rapport.

Le taux d'épuisement dans les Rocheuses est difficile à estimer. Contrairement aux puits de gaz conventionnels, la production des puits de méthane d'origine houillère *augmente* pendant plusieurs années après la mise en production du puits, pour diminuer ensuite lentement.

La production de gaz de formation imperméable baisse

aussi très lentement. Compte tenu du pourcentage élevé de gaz de formation imperméable et de méthane d'origine houillère dans les Rocheuses, le taux d'épuisement des Rocheuses est inférieur à celui des autres régions et il est évalué à 10 % par année. Selon les estimations de l'EIA, la capacité de production des Rocheuses a augmenté de moins de 1 % en 1996 et une hausse de 3 % est prévue pour 1997.

#### ◆ Ouest du Canada



La région de production de l'Ouest du Canada comprend la Colombie-Britannique, l'Alberta, et la Saskatchewan. La production en 1997 s'élevait à  $5\,513 \times 10^9 \text{ pi}^3$ , une augmentation de  $96 \times 10^9 \text{ pi}^3$  par rapport à 1996.

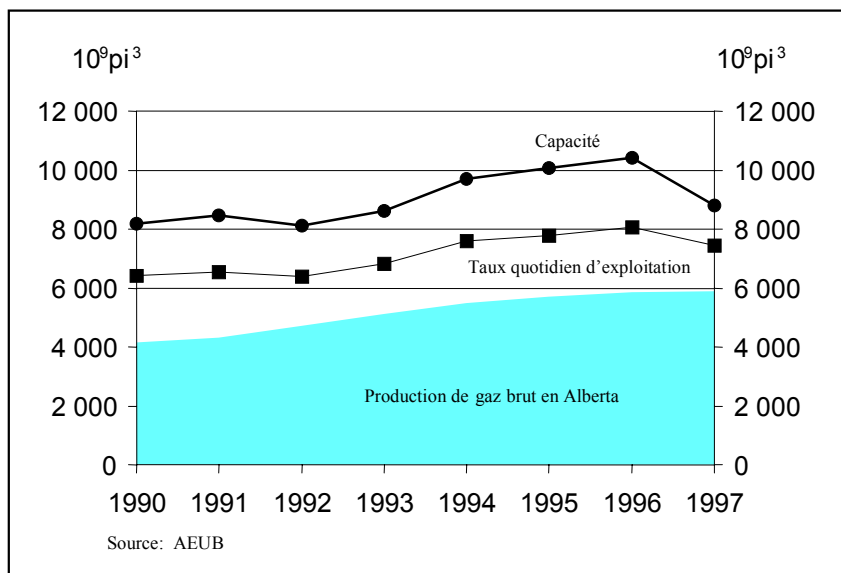
L'Ouest du Canada est une

région qui connaît une très forte croissance de l'offre. La production a augmenté en moyenne de 5 % par année au cours des cinq dernières années. Depuis 1992, la production s'est accrue de  $1\,273 \times 10^9 \text{ pi}^3$ , davantage que dans toute autre région. Cette région connaît un excédent de gaz local, ce qui maintient les prix canadiens à un bas niveau, sans lien avec les prix des autres marchés nord-américains.

Cette situation est illustrée à la figure 6 qui montre la production de gaz en Alberta et deux mesures de la capacité de production, le « taux quotidien d'exploitation » et le « taux de capacité ». Les deux mesures de la capacité de production indiquent qu'il existe encore un excédent assez important de la production en Alberta.

Cependant, la figure 6 nous permet aussi de voir que l'excédent en Alberta a diminué au cours de l'année dernière. L'offre a été légèrement moins

**Figure 6 : Capacité de production et production annuelle de l' Alberta**



forte et cela semble avoir eu un effet sur les prix du gaz en Alberta (dont il est question dans une section ultérieure de ce rapport).

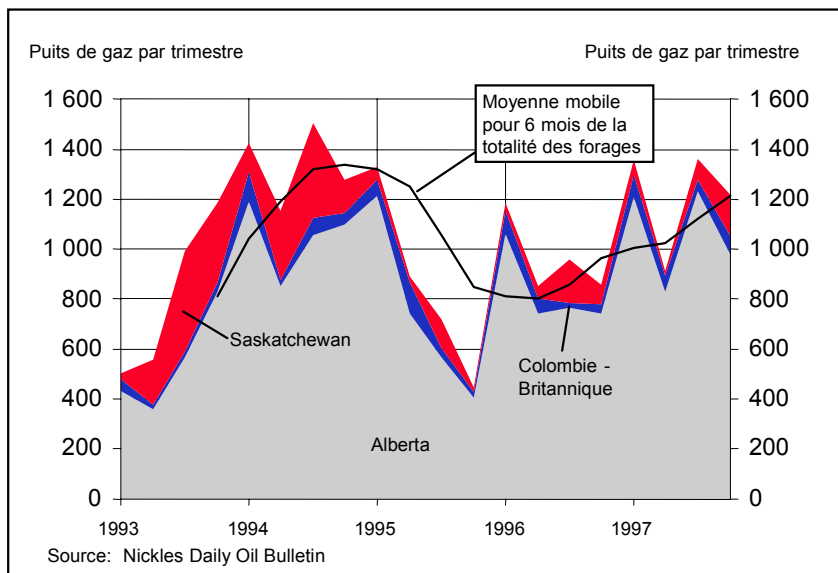
Comme le montre la figure 7, le forage canadien a continué de s'accroître en 1997. Un accroissement important de la capacité des gazoducs de sortie est prévu pour 1998, notamment une expansion de  $690 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  sur les gazoducs des sociétés Foothills/Northern Border et une expansion de  $416 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  de TCPL. Les producteurs se préparent en conséquence.

#### ◆ Importation de GNL et de gaz mexicaine

Les importations américaines de GNL au cours de 1997 ont légèrement remonté par rapport aux faibles niveaux de l'année dernière, avec la fin des travaux de rénovation d'usines de liquéfaction algériennes et le retour à la normale des taux de liquéfaction. Les importations de GNL sont passées de  $40 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$  en 1996 à  $78 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$  en 1997.

Les importations de gaz mexicain sont demeurées stables à  $15 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ . La production de gaz brut au Mexique est passée de  $1 \text{ } 53110^9 \text{ pi}^3$  en 1996 à  $1 \text{ } 626 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ , soit une augmentation de  $6 \%$ <sup>3</sup>. La majeure partie de ce gaz additionnel a été utilisée au Mexique.

**Figure 7 : Tendances du forage canadien par trimestre**



<sup>3</sup> Chiffres PEMEX communiqués par El Financiero.

*( page en blanc )*



**Revue de 1997**  
**Demande nord-américaine**

# Revue de 1997

## Demande nord-américaine

----- CONTENU DE LA SECTION -----

◇ Demande nord-américaine	◇ Demande par secteur
◇ Secteurs résidentiel et commercial	◇ Analyse de régression
◇ Secteur industriel	◇ Services publics d'électricité
◇ Tendances géographiques de la demande	

### ◇ Demande nord-américaine

En 1997, la demande nord-américaine de gaz naturel a progressé de moins de 0,5 %, pour atteindre  $24,7 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ . La demande américaine totale a augmenté de 0,2 %, jusqu'à  $22,0 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ , alors que la demande augmentait de 0,7 % au Canada. Cette faible croissance fait contraste avec la hausse de 2 % de la demande globale en 1996 (voir tableau 3).

Les secteurs commercial et des services publics d'électricité ont connu une hausse de la

consommation, contrebalancée par des baisses dans les secteurs résidentiel et industriel. Par région, la consommation a augmenté dans le Nord-Est et l'Ouest des É.-U., ainsi que dans l'Est du Canada, tandis qu'elle fléchissait légèrement dans le Midwest, le Golfe et l'Ouest du Canada.

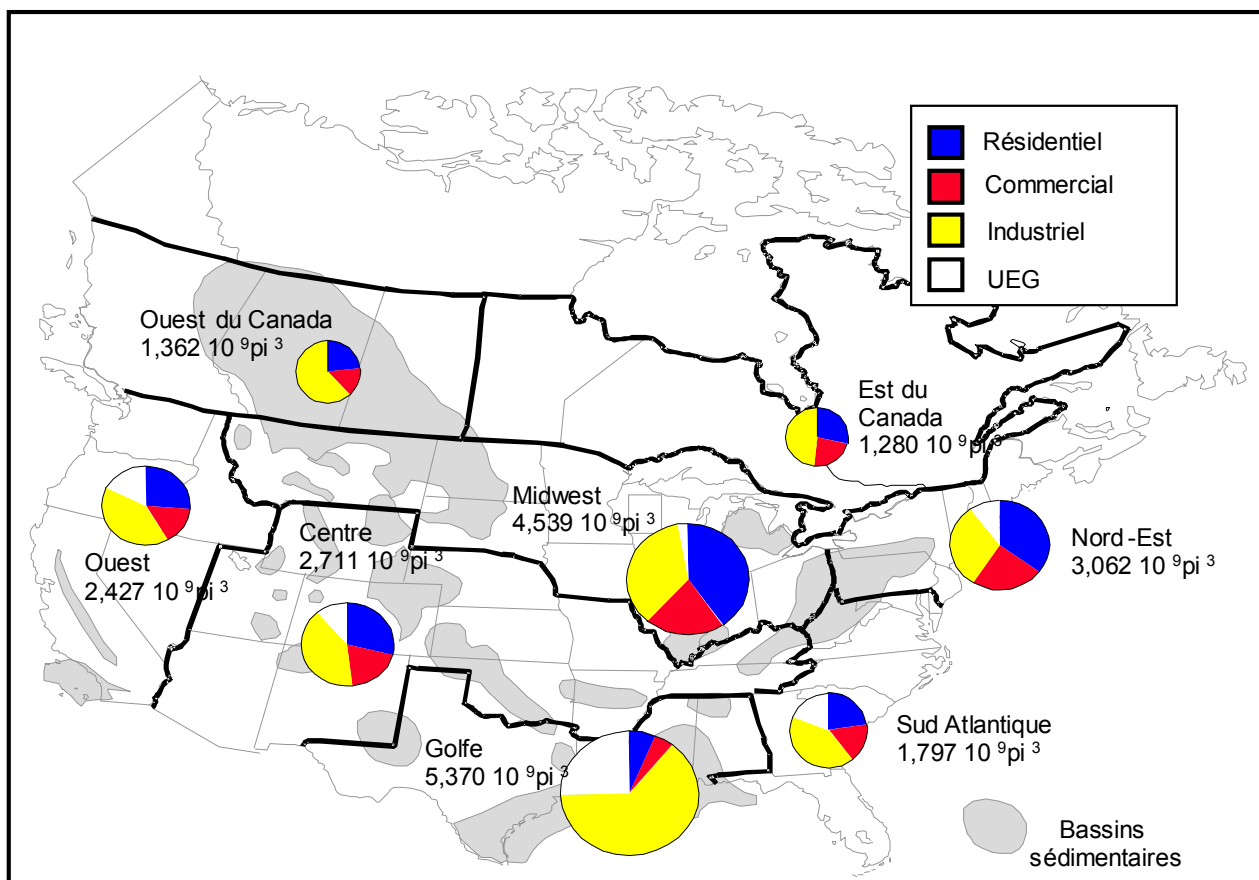
### ◇ Demande par secteur

Nous avons examiné les tendances de la demande de gaz naturel dans huit régions géographiques, ainsi que par secteur.

La figure 8 montre que le segment de la demande le plus important en Amérique du Nord est la demande industrielle de la région du Golfe. Les demandes résidentielle et industrielle du Midwest et celle des services publics d'électricité de la région du Golfe constituent d'autres segments importants.

Pour obtenir une perspective globale de la demande, il est indispensable de comprendre les facteurs qui régissent la demande dans ces segments.

**Figure 8 : ventilation géographique et sectorielle de la demande de gaz**



**Table 3 : Demande de gaz naturel et disposition - Amérique du Nord**

	1997 (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	1996 (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	Différence (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	Changement (%)	% De disposition totale	% de demande N.-A.
Secteur résidentiel É.-U.	5 028	5 241	-213	-4,1%	-417,6	21,3
Secteur commercial É.-U.	3 223	3 158	65	2,1%	127,5	12,8
Secteur industriel É.-U.	8 844	8 870	-26	-0,3%	-51,0	36,1
Serv. publics d'élect. É.-U.	2 958	2 732	226	8,3%	443,1	11,1
Opérations gazières É.-U.	1 965	1 966	-1	-0,1%	-2,0	8,0
<b>Demande intérieure É.-U.</b>	<b>22 018</b>	<b>21 967</b>	<b>51</b>	<b>20,0%</b>	<b>100,0</b>	<b>89,3</b>
Export. américaines de GNL	62	68	-5	-7,8%		0,3
Export.amér.vers le Mexique	40	34	7	19,2%		0,1
<b>Disposition totale É.-U.</b>	<b>22 121</b>	<b>22 068</b>	<b>52</b>	<b>0,2%</b>	<b>74,6</b>	<b>89,7</b>
Secteur résidentiel can.	585	617	-32	-5,1%	-177,3	2,5
Secteur commercial can.	414	443	-29	-6,6%	-164,6	1,8
Secteur industriel can.	1 373	1 309	64	4,9%	361,5	5,3
Autres secteurs can.	270	256	14	5,6%	80,5	1,0
<b>Demande totale can</b>	<b>2 642</b>	<b>2 624</b>	<b>18</b>	<b>0,7%</b>	<b>100,0</b>	<b>10,7</b>
<b>DEMANDE N.-A. TOTALE</b>	<b>24 660</b>	<b>24 591</b>	<b>69</b>	<b>0,3%</b>	<b>98,3</b>	<b>100,0</b>
<b>DISPOSITION N.-A. TOTALE</b>	<b>24 763</b>	<b>24 693</b>	<b>70</b>	<b>0,3%</b>	<b>100,0</b>	<b>100,4</b>

Sources: EIA , Statistiques Canada. **NOTA** : La disposition nord-américaine totale de gaz dépasse l'offre nord-américaine totale à cause de problèmes de comptabilisation ou de modification du stockage.

La demande nord-américaine de gaz naturel subit l'influence de trois principaux facteurs, soit la croissance économique, l'évolution des parts du marché énergétique et le climat. Une hausse de la demande stimulée par la croissance économique ou par un accroissement de la part du gaz sur le marché peut être permanente et se produire année après année. Une hausse de la demande attribuable au climat est temporaire et imprévisible pour une année quelconque.

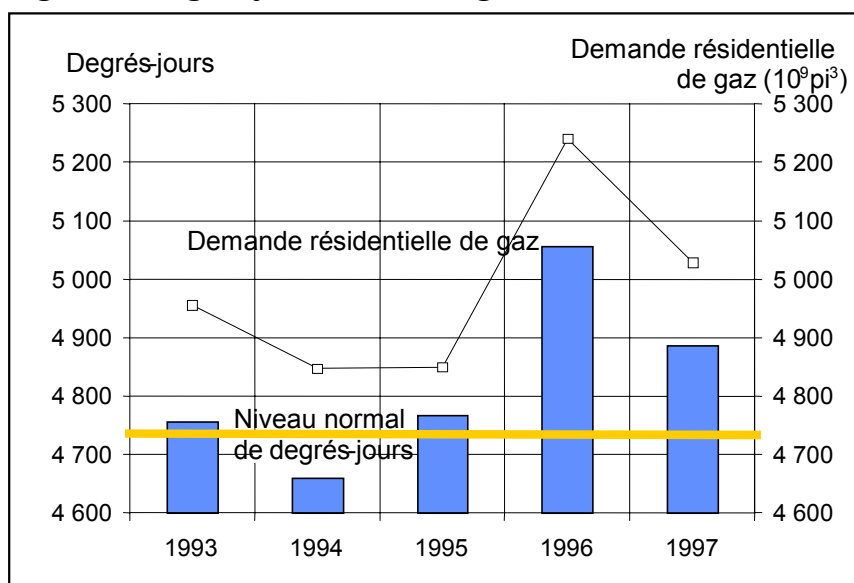
Environ 50 % de la demande totale de gaz, surtout dans les secteurs résidentiel et commercial, subit l'influence du climat. La température hivernale des régions nordiques influe sur la demande de gaz pour le chauffage, tandis que la température estivale influe sur les besoins en électricité pour la climatisation (donc sur le volume de gaz utilisé pour produire cette électricité).

Les caractéristiques de la demande des secteurs et des régions tendent à stabiliser les fluctuations de la demande. Ainsi, un hiver plus clément réduit les besoins en chauffage et entraîne une baisse du prix du gaz. Cependant, la production d'électricité augmente souvent lorsqu'un approvisionnement en gaz devient disponible à un prix attrayant.

**◇ Secteurs résidentiel et commercial**

La figure 9 illustre les degrés-jours de chauffage (DJC) et la demande de gaz résidentielle aux É.-U. pour les cinq dernières années. Ensemble, les secteurs résidentiel et commercial représentent 37 % de la demande de gaz américaine. Le temps doux de la seconde moitié de 1997, attribuable au phénomène météorologique

**Figure 9 : Degrés-jours de chauffage aux É.-U.**



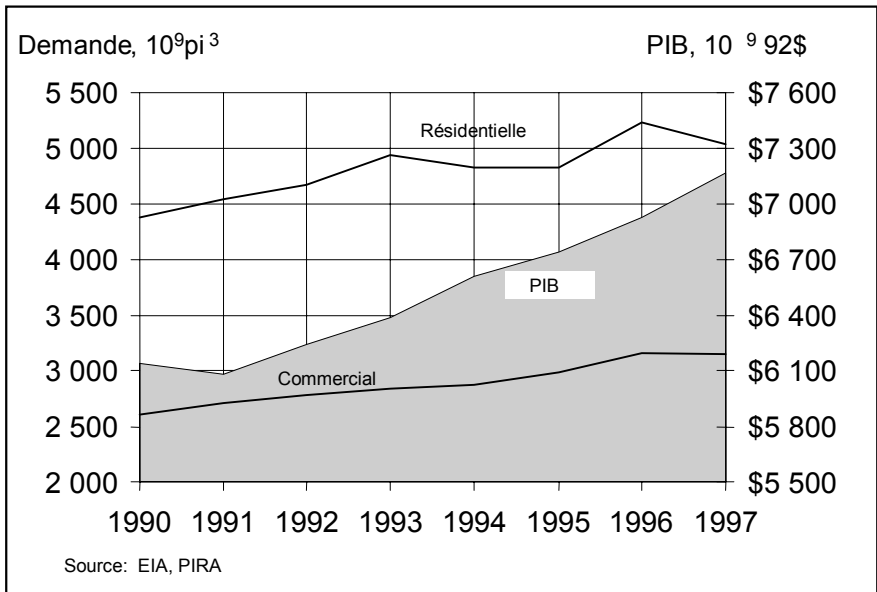
El Niño, a fait tomber la demande de gaz résidentielle à  $5\,028\ 10^9\text{pi}^3$ , une baisse de 4,1 % par rapport à l'an dernier. La demande commerciale aux É.-U. a progressé de 2,1 %, pour atteindre  $3\,223\ 10^9\text{pi}^3$ .

Les hivers de 1996-1997 et de 1997-1998 ont été tous deux plus chauds que la normale, mais les mois *intermédiaires* ont été plus froids. Au total, en 1997, les températures ont été inférieures de 3,3 % à la normale.

La demande des secteurs résidentiel et commercial augmente lentement depuis 1990 (voir figure 10) malgré une solide croissance économique (dénotée par le PIB dans la figure 10), qui a mené à de nouvelles mises en chantier et une production plus forte du secteur commercial. La croissance de la demande ne suit pas la croissance économique dans ces secteurs parce que, dans les nouvelles constructions, les bâtiments sont souvent mieux isolés et les appareils de chauffage, plus efficaces.

Le climat plus doux au Canada s'est aussi traduit par une réduction des ventes dans les secteurs résidentiel et commercial. Les ventes résidentielles canadiennes ont baissé de 5 %, pour s'établir à  $585\ 10^9\text{pi}^3$ , tandis que celles du secteur commercial chutaient de 6,6 %. Les températures ont été particulièrement plus clémentes dans l'Ouest canadien, alors que les degrés-jours de chauffage étaient inférieurs de 16 % au niveau de 1996.

**Figure 10 : PIB et demande de gaz aux É.-U.**



**◆ Analyse de régression**

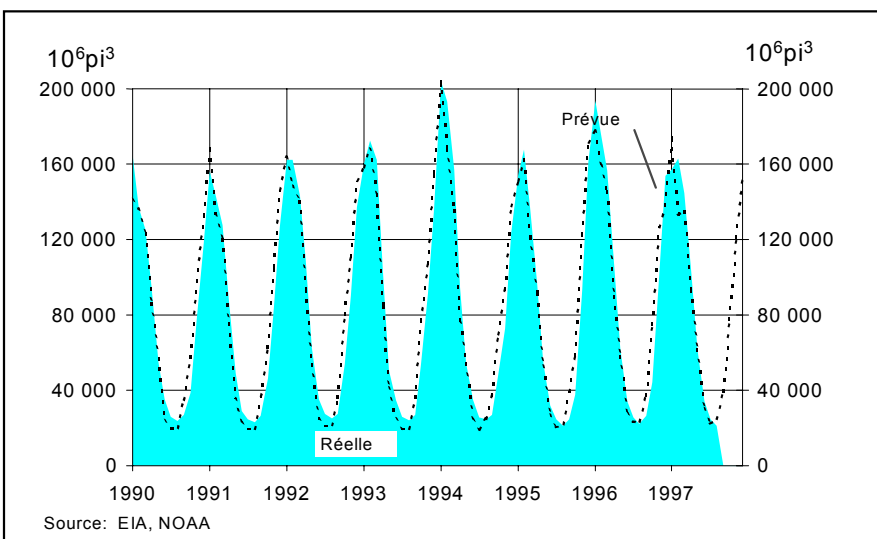
Nous avons réalisé une analyse de régression approfondie des DJC et des demandes de gaz sectorielles et régionales aux É.-U. afin d'évaluer dans quelle mesure le climat est responsable des variations de la consommation dans divers secteurs. L'analyse de régression quantifie la mesure dans laquelle les changements de la demande s'expliquent par

les DJC ou d'autres facteurs.

Ainsi, la zone ombrée de la figure 11 indique la demande mensuelle de gaz du secteur résidentiel du Nord-Est américain depuis 1990, exprimée en  $10^6\text{pi}^3$ . Cette demande est forte en hiver et faible en été.

La ligne pointillée représente la demande de gaz résidentielle

**Figure 11 : Demande de gaz résidentielle mensuelle du N.E. américain**



**Figure 12 : Demande de gaz industrielle mensuelle du N.E. américain**

*prévue*, selon la formule :

demande résidentielle du NE =  
 DJC du NE multipliés par  
 $135 \cdot 10^6 \text{ pi}^3 / \text{DJC}$ , plus  
 $18\,731 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$ .

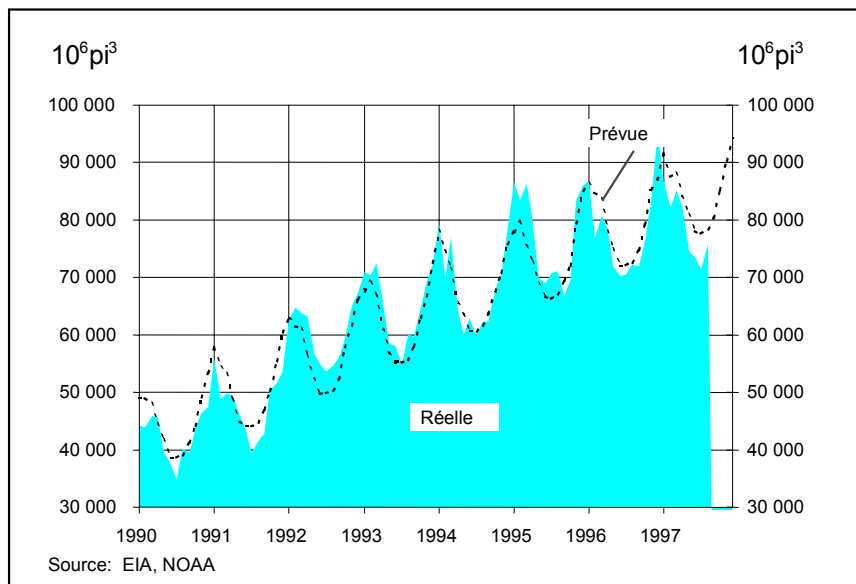
Comme le tracé de la demande prévue correspond à celui des données réelles, cela signifie que les variations de la demande de gaz résidentielle dans le Nord-Est sont entièrement régies par la température (DJC). L'évolution du prix du gaz, le nombre de clients résidentiels, l'âge et l'efficacité des appareils de chauffage et d'autres facteurs ont tendance à s'équilibrer et n'ont pas d'effet net sur la demande de gaz.

#### ◇ Secteur industriel

Le secteur industriel compte pour 40 % de la demande totale de gaz aux É.-U. En rupture avec la ferme tendance à la croissance des dix dernières années, la consommation de ce secteur est restée figée à  $8\,844 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$  en 1997, le même niveau qu'en 1996.

L'analyse de régression révèle que, dans de nombreuses régions, la demande industrielle de gaz a augmenté chaque mois de façon constante. Cette *croissance structurelle* s'explique par la croissance de la production industrielle, la production indépendante d'électricité et une part accrue de marché pour le gaz dans ce secteur.

La partie ombrée de la figure 12 illustre la demande industrielle de gaz dans le Nord-Est depuis 1990. La constance de la croissance y est



évidente. Les légères variations s'expliquent par les variations climatiques.

L'analyse de régression révèle aussi que les DJC sont un facteur important de la demande industrielle de gaz dans la plupart des régions. Ainsi, les DJC moins élevés en 1997 ont joué un rôle important dans la réduction de la consommation industrielle pour cette année.

Cependant, la baisse des DJC ne peut expliquer entièrement l'absence de croissance de la demande industrielle.

L'analyse de régression permet aussi de constater que le prix du gaz et la différence de prix entre le gaz et le mazout ont été des facteurs importants qui ont influé sur la demande industrielle de gaz dans certaines régions. Le prix élevé du gaz (ou son prix élevé par rapport au mazout) a également contribué à réduire la demande

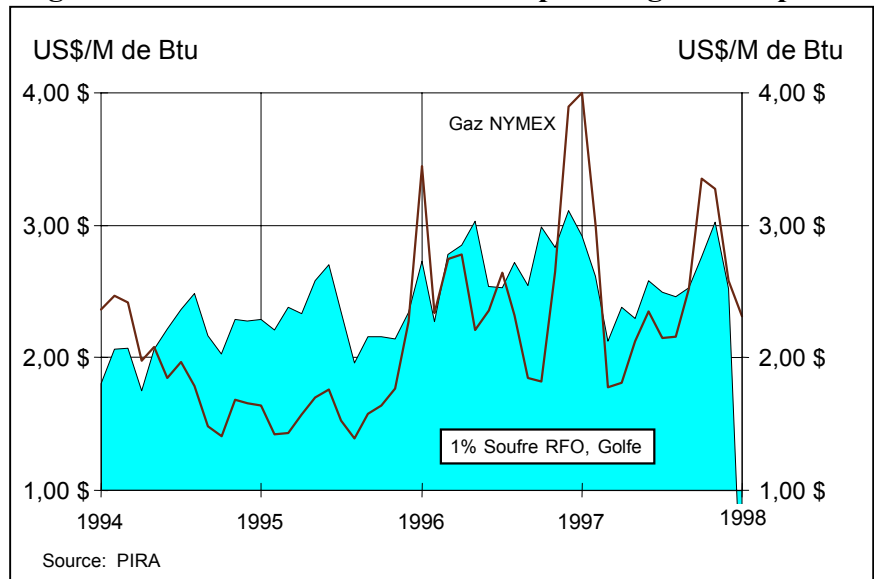
de gaz dans le secteur industriel en 1997.

#### ◇ Services publics d'électricité

Le secteur des services publics d'électricité (SPE) a longtemps été le plus sensible au prix. La consommation augmentait quand le prix baissait, et vice versa. Toutefois, en 1997, la consommation des SPE a augmenté malgré le prix stagnant du gaz et une baisse du prix des carburants concurrents (figure 13).

La consommation du secteur des SPE a augmenté de  $226 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ , soit 8,3 %, pour atteindre  $2\,958 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$  en 1997. Les services publics sont revenus aux génératrices alimentées au gaz, après être passés à des génératrices alimentées au pétrole ou au charbon en 1996. De plus, une réduction de 7,1 % de la production des centrales nucléaires en 1997 a incité les producteurs à se tourner de plus en plus vers le gaz naturel.

**Figure 13 : Tendances mensuelles des prix du gaz et du pétrole**



La consommation du secteur des SPE dépend aussi beaucoup des degrés-jours de réfrigération (DJR) en été. La demande de pointe d'électricité en été est souvent comblée par des génératrices de charge de pointe alimentées au gaz naturel. En 1997, la demande découlant des besoins en climatisation (mesurée au moyen des DJR) était inférieure de 5 % à celle de 1996. Les températures plus fraîches de l'été ont ralenti les ventes au secteur des SPE.

Autrement dit, la demande plus élevée des SPE en 1997 ne peut s'expliquer par une baisse des prix (qui sont restés stables) ou par la demande de climatisation (les DJR ont baissé). Des facteurs régionaux, comme la disponibilité d'électricité produite dans des centrales nucléaires ou dans des centrales alimentées au charbon, ont joué un rôle important, sur lequel on reviendra. Le secteur des SPE semble engagé dans une transition plus profonde en faveur du gaz naturel, affichant une consommation plus forte que celle qui aurait été enregistrée auparavant, dans un contexte similaire de prix et de DJR.

#### ◇ Tendances géographiques de la demande

Nous avons divisé le marché nord-américain du gaz naturel en huit régions aux fins de l'analyse de la demande (figures 8 et 14).

Deux de ces régions, celles du Golfe et de l'Ouest du Canada, sont aussi d'importants producteurs. La région centrale

englobe les régions productrices du milieu du continent et des Rocheuses.

Un facteur important qui détermine le niveau de consommation dans chaque région est la proximité de l'approvisionnement. Ce facteur influe sur le coût du transport du gaz vers le marché et, partant, sur le prix du produit livré au marché.

#### ◇ Ouest des É.-U.

En 1997, la consommation de gaz a augmenté dans tous les secteurs de l'Ouest des É.-U. La consommation totale de gaz s'est accrue de  $131 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ , soit 5,7 %, pour atteindre  $2\,427 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ .

La consommation des secteurs résidentiel et commercial a progressé de 2,8 % et 6,7 % respectivement, malgré des températures plus élevées que la normale durant la saison de chauffage de 1997 (et plus élevées qu'en 1996).

Contrairement à ce que l'on observe dans la plupart des régions américaines, la nouvelle clientèle résidentielle et commerciale semble expliquer la hausse de la demande de gaz.

La croissance de 3,4 % du secteur industriel est attribuée à la croissance économique et à une augmentation de l'utilisation du gaz comme source d'énergie.

La demande des SPE a augmenté de  $59 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$  (15 %), la production alimentée au gaz remplaçant la production nucléaire en déclin. La production d'électricité d'origine nucléaire a diminué, passant de 30 % de l'approvisionnement de la région en 1996 à 26 % en 1997.

#### ◇ Midwest

Dans tous les secteurs du Midwest, la consommation est fortement liée aux conditions météorologiques (DJC et DJR).

En 1997, la consommation du Midwest a fléchi de 3,2 %, à 4 539 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>.

La demande résidentielle et commerciale a diminué respectivement de 111 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> et 335 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> (6 % et 4 %), à cause de la baisse des DJC qui a également entraîné une réduction de 36 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> (2 %) de la demande industrielle. Dans le Midwest, la consommation industrielle varie en fonction des DJC et n'est pas fortement influencée par des facteurs comme le prix du gaz ou autres.

Le secteur des SPE du Midwest a enregistré une hausse de la demande de 31 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> (37 %), malgré une baisse du prix du mazout et des DJR.

#### ◇ Nord-Est

La demande totale du Nord-Est a augmenté de 49 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> (1,6 %) en 1997. La baisse des DJC s'est traduite par une baisse de la consommation résidentielle et commerciale, respectivement de 34 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> et 16 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> (3 % et 2 %). La consommation du secteur industriel a augmenté de 22 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> (2,4 %), maintenant une croissance constante.

La demande des SPE a fait un bond de 76 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> (30 %). L'analyse de régression indique que la consommation des SPE du Nord-Est est sensible au rapport entre le prix du mazout lourd et le prix du gaz naturel, ainsi qu'aux degrés-jours de réfrigération (DJR). Les DJR ont augmenté de 2 % dans le Nord-Est en 1997, mais le mazout est devenu légèrement

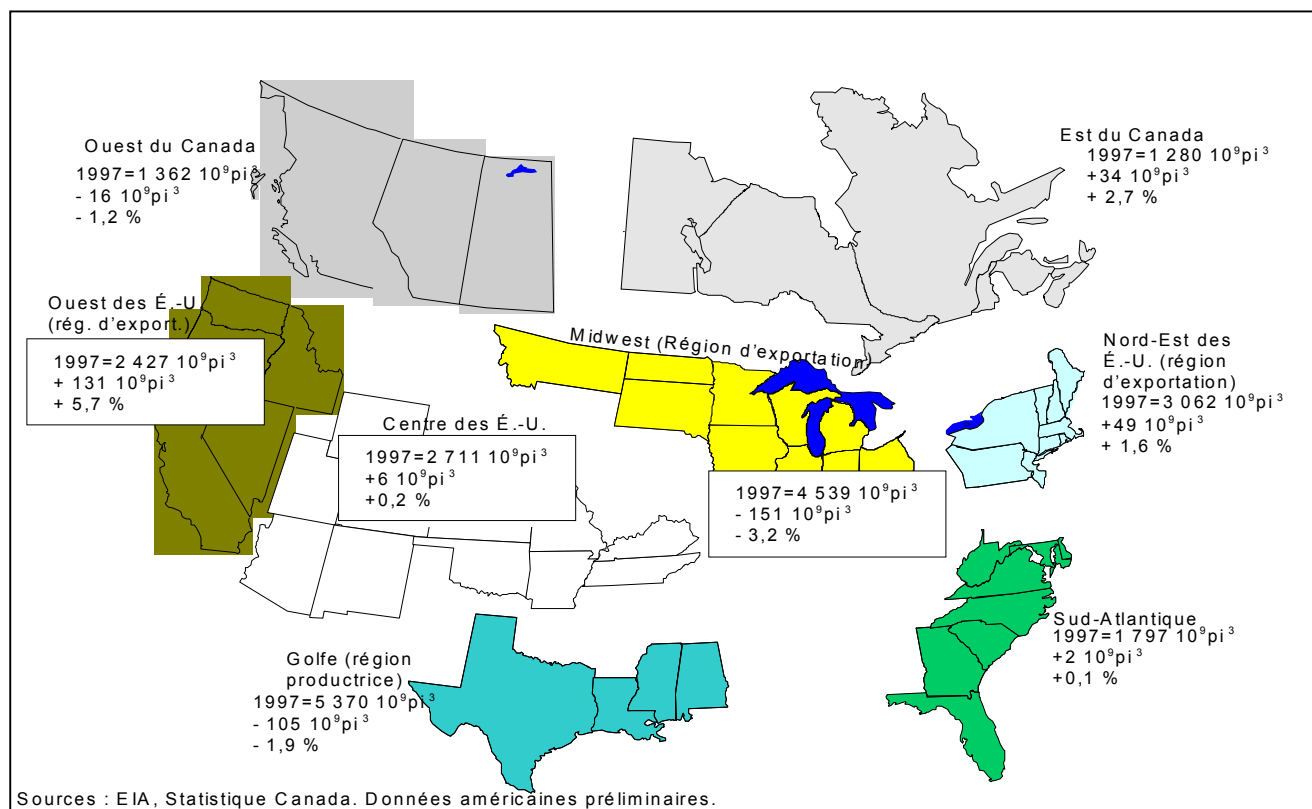
moins coûteux que le gaz au cours de l'année.

#### ◇ Sud-Atlantique

La demande dans la région est restée à peu près la même qu'en 1996. La consommation a baissé dans les secteurs résidentiel et commercial (8,3 % et -0,5 %) en raison d'un hiver clément. En 1997, les DJC étaient moins élevés de 6 % par rapport à 1996. La consommation industrielle a augmenté de 3,6 %, surtout à cause d'une croissance économique plus forte que la moyenne dans la région en 1997.

Un été plus chaud que la normale, qui a accru la charge de climatisation, a fait grimper la demande des SPE de 4,2 %.

Figure 14 : Évolution de la demande par région en 1997





#### ◇ Golfe

Une combinaison de températures plus chaudes et de prix plus élevés s'est traduite par une baisse de 1,9 % de la consommation de gaz, qui s'est établie à  $5\,370\,10^9\text{pi}^3$ .

La demande résidentielle a baissé de  $22\,10^9\text{pi}^3$  (6 %), tandis que la consommation commerciale progressait de 17 % ( $44\,10^9\text{pi}^3$ ).

La consommation du secteur industriel, qui compte pour plus de 60 % du total des ventes de gaz dans la région, a baissé de 4,5 % ( $156\,10^9\text{pi}^3$ ), malgré une forte croissance économique en 1997. Cette baisse s'explique principalement par des prix plus élevés dans la dernière partie de l'année.

Le secteur des SPE a enregistré une augmentation de 2,1 % par rapport à 1996. Selon nos modèles de régression, le prix relativement plus élevé du gaz par rapport aux autres carburants aurait dû provoquer une baisse de la consommation des SPE en 1997. Ce ne fut pourtant pas le cas. Un approvisionnement en charbon limité dans la région, dû à des problèmes de logistique ferroviaire, a forcé les services publics à revenir au gaz naturel pour combler leurs besoins.

#### ◇ Centre des É.-U.

La demande du Centre des É.-U. n'a à peu près pas bougé par rapport à 1996, avec une hausse de 0,2 % pour atteindre  $2\,711\,10^9\text{pi}^3$ . Le changement de volume le plus important enregistré a été une hausse de  $26\,10^9\text{pi}^3$  dans la consommation industrielle.

#### ◇ Est du Canada

La demande totale de gaz dans l'Est canadien (Manitoba, Ontario, Québec) a augmenté de  $34\,10^9\text{pi}^3$  en 1997, pour atteindre  $1\,280\,10^9\text{pi}^3$ , soit une hausse de 3 %.

La demande de l'Est du Canada se répartit de manière à peu près égale entre les secteurs résidentiel ( $340\,10^9\text{pi}^3$  ou 27 % du total) et commercial ( $253\,10^9\text{pi}^3$  ou 20 %) d'une part, et le secteur industriel ( $611\,10^9\text{pi}^3$  ou 48 %) d'autre part. On compte également  $75\,10^9\text{pi}^3$  de gaz consommés à d'autres fins (combustible servant à l'exploitation du gazoduc, pertes, etc.).

La demande résidentielle et commerciale a légèrement fléchi en raison d'une baisse de 4 % des DJC, qui a été compensée par une hausse de  $36\,10^9\text{pi}^3$  (6 %) de la demande industrielle.

La demande industrielle de gaz dans l'Est du Canada a connu une solide croissance à cause de la vigueur de l'économie et d'une production industrielle accrue.

Depuis cinq ans, la demande industrielle de gaz dans l'Est canadien affiche une croissance annuelle moyenne de 4 %. L'Ontario compte pour 75 % de la demande de l'Est canadien dans ce secteur. La forte proportion de la demande industrielle dans l'Est du Canada témoigne de l'importance du secteur industriel dans la région : pâtes et papiers, aciéries et autres industries minières, automobile, autres secteurs de la fabrication

et cogénération industrielle alimentée au gaz.

#### ◇ Ouest du Canada

La demande totale de gaz dans l'Ouest canadien (Colombie-Britannique, Alberta, Saskatchewan) a baissé de 1 %, soit  $16\,10^9\text{pi}^3$ . La demande de gaz de l'Ouest canadien représentait  $1\,362\,10^9\text{pi}^3$  en 1997. Comme dans l'Est du Canada, c'est au secteur industriel qu'est attribuable la plus forte partie de la demande ( $762\,10^9\text{pi}^3$  ou 56 %). Viennent ensuite, dans l'ordre, le secteur résidentiel ( $245\,10^9\text{pi}^3$  ou 18 %), celui du bail, de l'exploitation des gazoducs et de l'usine ( $195\,10^9\text{pi}^3$  ou 14 %) et, finalement, le secteur commercial ( $161\,10^9\text{pi}^3$  ou 12 %).

La demande résidentielle et commerciale a diminué de 10 %, conséquence d'une chute de 16 % des DJC. Cette baisse a été partiellement compensée par une hausse de 4 % de la demande industrielle.

Comme l'Est du Canada, l'Ouest a connu une forte augmentation de la demande industrielle de gaz, avec une moyenne annuelle de 5 % au cours des cinq dernières années. Cette augmentation est attribuable à la forte croissance économique et une production industrielle accrue. Dans l'Ouest, le secteur industriel comprend les pâtes et papiers, la pétrochimie, l'extraction et la mise en valeur des sables bitumineux, et la cogénération industrielle.

**Revue de 1997**  
**Stockage nord-américain**

# Revue de 1997

## Stockage nord-américain

----- CONTENU DE LA SECTION -----

◇ Rôle du stockage ◇ Stockage aux États-Unis  
 ◇ Stockage au Canada

### ◇ Rôle du stockage

Le stockage joue un rôle très important dans la dynamique nord-américaine de l'offre, de la demande et des prix. La plupart des installations de stockage sont situées dans les grands centres de demande de l'est de l'Amérique du Nord. La figure 15 indique les emplacements des installations de stockage.

Le stockage permet d'équilibrer la capacité de production, qui est stable, et la demande, qui fluctue grandement selon la température. Les principaux flux de stockage sont les entrées durant la saison

des injections (d'avril à octobre) et les sorties durant la saison des retraits (de novembre à mars).

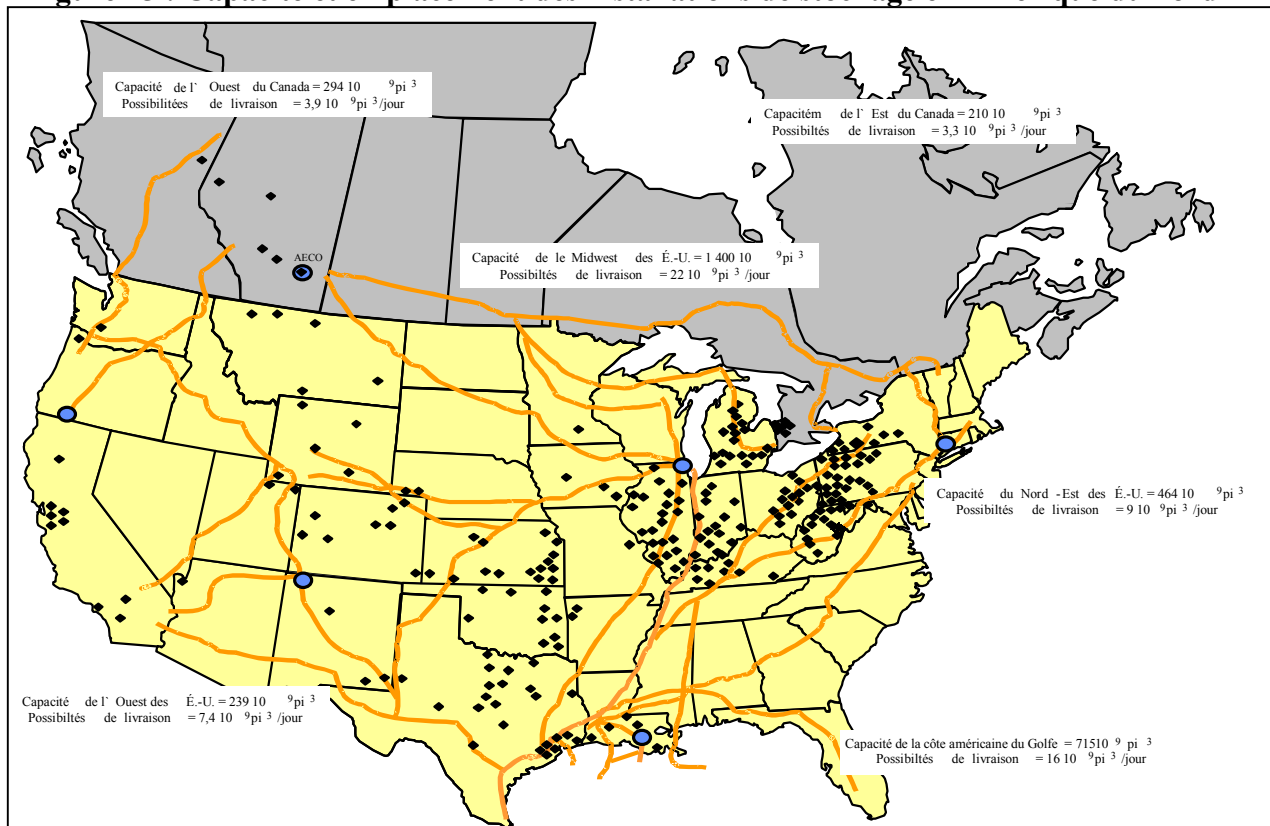
De plus petites entrées et sorties de stockage se produisent également de façon horaire et quotidienne pour équilibrer les fluctuations correspondantes de la demande et les capacités des gazoducs, ou pour pallier aux arrêts temporaires d'exploitation des gazoducs. La quantité de gaz stockée utilisable est appelée *gaz de travail*.

Les niveaux de stockage, les retraits et les injections sont

inextricablement liés au prix du gaz de façon extrêmement complexe. Les décisions de stockage sont fondées sur les prévisions quant à la demande et aux prix futurs. Tout comme les décisions de stockage dépendent grandement des prix attendus, les entrées et les sorties de stockage sont des éléments importants de l'offre ou de la demande mensuelles et ont un effet de rétroaction considérable sur les prix du gaz naturel.

L'injection et le retrait de gaz stocké comportent des coûts d'exploitation (carburant de

**Figure 15 : Capacité et emplacement des installations de stockage en Amérique du nord**



compression) et des coûts d'immobilisation (frais de stockage, amortissement des installations de stockage). Ces coûts doivent être compensés par des économies ou des bénéfices sur le prix du gaz. Par conséquent, le gaz est généralement injecté en stockage quand les prix sont bas et retiré quand les prix sont élevés.

L'équilibre du stockage influe habituellement sur les prix du gaz nord-américain. Lorsque les niveaux de stockage nord-américains sont bas, les prix ont tendance à monter. Quand les niveaux de stockage sont plus élevés que la normale, les prix sont à la baisse.

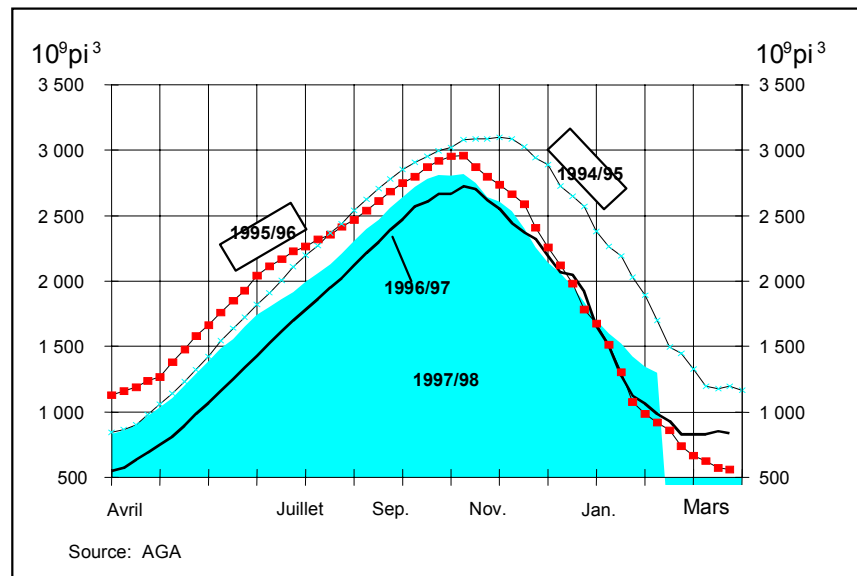
Comme la saison des retraits se poursuit au-delà de la fin de l'année, le stockage ne se prête pas très bien à une analyse par année civile. La fin logique d'une période d'analyse du stockage est la fin de la saison de retrait, en mars.

La présente section contient un examen de l'équilibre des niveaux de stockage dans l'ensemble des É.-U. et dans l'Ouest du Canada. On a constaté dans le passé une forte corrélation entre les niveaux globaux de stockage aux É.-U. et les prix américains. De la même façon, l'équilibre des niveaux de stockage dans l'Ouest du Canada a une forte incidence sur les prix du gaz canadien.

#### ◇ Stockage aux États-Unis

La figure 16 illustre les niveaux de stockage de gaz de travail aux É.-U. au cours des quatre dernières saisons d'injection et de retrait.

**Figure 16 : Équilibre des niveaux de stockage du gaz américain**



Les niveaux de stockage et le rythme des retraits au cours de 1997-1998 ont été semblables à ceux de l'année précédente. Au cours des deux dernières années, les niveaux de stockage ont été inférieurs aux niveaux historiques.

Durant 1997-1998, les degrés-jours de chauffage aux É.-U. ont baissé de 6 % par rapport à l'hiver 1996-1997. Étant donné une demande de pointe en hiver moins élevée cette année, les niveaux de stockage relativement bas ont été suffisants, et les prix du gaz américain pendant l'hiver 1997-1998 n'ont pas grimpé aussi radicalement que l'année précédente.

Les récents niveaux de stockage américains, près de la fin de la saison des retraits, ont enregistré un excédent par rapport à l'année précédente. Bien qu'un niveau élevé de stockage exerce habituellement une pression à la baisse sur les prix du gaz américain, cette année, d'autres facteurs (principalement l'offre

restreinte de gaz américain) ont eu plus d'effet que le niveau de stockage sur les prix du marché du gaz.

#### ◇ Stockage au Canada

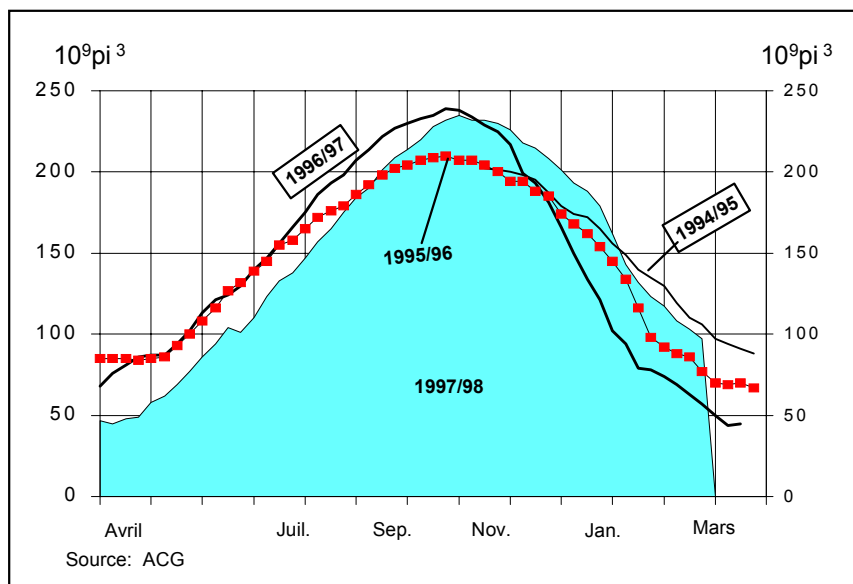
La plupart des installations de stockage canadiennes se trouvent en Ontario (44 %) et en Alberta (39 %). Le principal marché pour le commerce du gaz destiné aux consommateurs canadiens se trouve en Alberta. Le point d'établissement des prix est situé sur le réseau de gazoducs de la société NOVA au centre AECO C, la plus importante installation de stockage en Alberta.

Il n'existe aucun marché du gaz au comptant à grande échelle dans l'Est du Canada. La plupart des utilisateurs de gaz de l'Est du Canada achètent leur gaz en Alberta et concluent des ententes de capacité de gazoduc pour le transporter dans l'Est. Ainsi, le prix du gaz est établi en Alberta et le coût du gaz livré comprend le prix du gaz fixé en Alberta plus le coût réglementé du transport du gaz vers l'Est.

Le stockage dans l'Est du Canada est essentiel pour maintenir un équilibre saisonnier ainsi qu'un facteur de charge élevé sur le réseau de la société TransCanada PipeLines Ltd (TCPL), qui est le principal réseau de transport permettant d'acheminer le gaz canadien de l'Ouest vers les marchés de l'Est du Canada. Toutefois les niveaux de stockage dans l'Est du Canada ont une faible incidence sur l'établissement du prix du gaz en Alberta (c.-à-d. canadien). Pour ces raisons, nous n'étudierons que le stockage dans l'Ouest canadien.

Le stockage dans l'Ouest canadien sert surtout à répondre à la demande de pointe de gaz en hiver dans l'Ouest canadien. Les flux de gaz qui quittent la région utilisent la quasi-totalité de la capacité des gazoducs à longueur d'année. Par conséquent, on ne peut utiliser les installations de l'Ouest canadien pour un stockage en amont, c'est-à-dire que l'on ne peut stocker le gaz dans l'Ouest du Canada en été et l'exporter vers les marchés en aval au cours de l'hiver parce que la capacité des gazoducs est déjà utilisée.

**Figure 17 : Équilibre des niveaux de stock. dans l'Ouest can.**



La figure 17 illustre les niveaux de stockage de gaz de travail dans l'Ouest canadien au cours des quatre dernières saisons d'injection et de retrait. Le stockage a atteint environ le même niveau cette année que l'année dernière. Toutefois, les degrés-jours de chauffage en Alberta ont baissé de 17 % par rapport à l'année précédente, et le volume de gaz retiré a diminué en conséquence. Plus de gaz est resté en stockage à la fin de la saison des retraits qu'au cours des deux années précédentes.

Bien que de hauts niveaux de stockage aient une incidence à la baisse sur les prix, d'autres facteurs ont plus d'effet sur les prix du gaz canadien que les niveaux de stockage. Pour les marchés du gaz canadien, ces autres facteurs sont une diminution de l'excédent de l'offre par rapport à la demande et la prévision d'une plus grande capacité des gazoducs à la sortie au cours de 1998, ce qui aboutira à une meilleure intégration du marché du gaz canadien aux marchés américains.

**Revue de 1997**  
**Capacité des gazoducs et flux de gaz**

# Revue de 1997

## Capacité des gazoducs et flux de gaz

-----CONTENU DE LA SECTION-----

◇ Flux de gaz	◇ Capacités des gazoducs
◇ Golfe-zone extracôtière	◇ Zone terrestre du Golfe et milieu du continent
◇ Rocheuses	
◇ Ouest canadien	

### ◇ Flux de gaz

La présente section contient un examen des flux de gaz nets sortant des quatre principales régions de production de gaz. Les flux sortants nets représentent la différence positive entre la production et la consommation à l'intérieur d'une région.

L'examen des flux de gaz peut aider à prévoir les ajouts de capacité futurs sur les réseaux de gazoducs, les prix régionaux et les écarts de prix. Le tableau 4 montre le calcul des flux de gaz par région. On peut voir sur la carte de la figure 18 (dernière page de cette section) les couloirs des gazoducs et les principaux marchés au comptant du gaz nord-américain.

Le grand changement dans les flux de gaz au cours de 1997 a été l'augmentation de  $333 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$  du flux de gaz en provenance de la côte américaine du Golfe. Cette augmentation a même dépassé la hausse de production dans le Golfe, car la demande dans cette région a baissé au cours de l'année.

Une partie de ces flux sortants accrus en provenance de la région du Golfe a compensé la baisse des flux de gaz sortant du milieu du continent, qui sont surtout acheminés en direction nord, vers le Midwest américain et la région du Nord-Est. La production et les flux sortants nets ont tous deux baissé de  $111 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$  pour le milieu du continent. En 1997, le gaz de la région du Golfe a aussi été acheminé périodiquement vers les marchés de l'Ouest des É.-U. Au cours des dernières années, la capacité des gazoducs reliant le Golfe et l'Ouest a surtout servi à acheminer le gaz des Rocheuses vers l'Est. Maintenant, ces gazoducs servent périodiquement à acheminer le gaz vers l'Ouest.

Les flux en provenance du Golfe ou du milieu du continent ne sont généralement pas limités par la capacité des gazoducs, car d'importants couloirs de gazoducs vers l'Ouest, le Midwest et le Nord-Est ont presque toujours une capacité excédentaire, sauf en période de

pointe.

Dans les Rocheuses américaines, où la production a augmenté de seulement  $12 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ , les flux de sortie ont augmenté dans une proportion correspondante. Il s'agit d'un énorme changement pour la région des Rocheuses qui, au cours des cinq dernières années, a comblé une part toujours plus grande de la croissance de la demande nord-américaine.

Enfin, au Canada, une augmentation de  $96 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$  de la production a coïncidé avec une augmentation de  $78 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$  des exportations nettes vers les É.-U. (Nota : les exportations brutes, dont il est question à la section suivante, accusent une légère différence, en raison de changements touchant les importations canadiennes de gaz américain).

La plupart du temps, les marchés ont été incapables d'obtenir du gaz supplémentaire des régions où les prix étaient bas, soit les

**Tableau 4 : Flux de gaz naturel**

	Prod. 1997 ( $10^9 \text{ pi}^3$ )	Demande 1997 ( $10^9 \text{ pi}^3$ )	Flux sortants nets 1997 ( $10^9 \text{ pi}^3$ )	Flux sortants nets 1996 ( $10^9 \text{ pi}^3$ )	Différence ( $10^9 \text{ pi}^3$ )	Changement (%)
Golfe – zone terrestre	12 0007	5 370	6 637	6 304	333	5,3
Milieu du continent	2 415	1 280	1 135	1 246	-111	-8,9
Rocheuses américaines	2 864	590	2 274	2 267	7	0,3
Canada	5 513	2 642	2 871	2 793	78	2,8

Nota : La demande américaine exclut les canalisations, le carburant de location, etc.



Rocheuses et l'Ouest du Canada, parce que la capacité des gazoducs était encore nettement insuffisante. La demande additionnelle a dû être comblée par des achats de gaz provenant du Golfe, où les prix sont plus élevés. C'est un facteur qui a contribué à maintenir les prix du gaz nord-américain à des niveaux relativement élevés au cours de 1997.

#### ◊ Capacité des gazoducs Golfe – zone extracôtière

Dans la zone extracôtière de la région du Golfe, le manque d'installations de collecte limite la production. Comme le révèle le tableau 5 (à la fin de la présente section), une foule de nouveaux projets ont été proposés pour remédier à cette situation. Ces projets sont indiqués sur une carte à la figure 18. Une fois les projets mis en oeuvre, la production au large de

la côte du Golfe augmentera.

Les projets du tableau 5 qui concernent la zone extracôtière du Golfe ont été soit annoncés soit approuvés au cours de 1997. Il est peu probable que tous ces projets se concrétisent. Toutefois, cette liste donne une idée des activités liées aux gazoducs dans la région.

Il faut cependant savoir que ces projets ne représentent pas

**Tableau 5 : Projets de gazoducs nord-américains**

Numéro sur la carte	Région/nom du projet	Capacité (10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> /j)	Echéancier
<i>Projets de gazoducs au large de la côte du Golfe</i>			
1	Garden Banks Pipeline	550	Certifié par la FERC en janvier 1997
2	Discovery Producers Services	600	Certifié par la FERC en janvier 1997
3	Williams Companies Inc.	72	Annoncé par la société en février 1997
4	TransCo S.E. Louisiana	660	Approuvé par la FERC en mars 1997
5	Nautilus Pipeline	600	Approuvé par la FERC en mars 1997
6	ANR Expansion	461	Approuvé par la FERC en mars 1997
7	Green Canyon Gathering Co.	300	Proposé en mars 1997
8	Daupin Island (DIGP)	200	Demande présentée à la FERC en avril 1997
9	Trunkline Terrebonne System	50	Approuvé par la FERC en juillet 1997
10	TransCo Mobile Bay Lateral	350	Approuvé par la FERC, mise en service au milieu de 1998
11	Venice G.S. Timbalier Expansion	328	Approuvé par la FERC en novembre 1997
12	Projet Destin Pipeline	1 000	Approuvé par la FERC en novembre 1997
Capacité totale proposée du large de la côte vers les terres		5 171 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> /j	
Sortie des projets des gazoducs de la région côtière du Golfe et du milieu du continent			
13	Southern Natural Gas	65	Demande présentée à la FERC en mai 1997
14	Southern Natural Gas	46	Certifié par la FERC en mai 1997
15	Southern Natural Gas	34	Demande présentée à la FERC en août 1997
16	Florida Natural Gas	Inconnu	Saison ouverte annoncée en août 1997
17	Columbia Gas Transmission	507	Approuvé par la FERC en mai 1997
18	Tennessee Line 500	1 000	Saison ouverte annoncée en septembre 1997
19	Columbia Gas Transmission	218	Saison ouverte tenue en novembre 1997
Capacité totale proposée de sortie de la région du Golfe et du milieu du continent		1 870 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> /j	
Sortie des projets de gazoducs des Rocheuses			
20	Wyoming Interstate Co.	193	Certifié par la FERC en février 1997
21	Pony Express Project	255	Pleine capacité atteinte à la fin de 1997
22	MIGC	45	Certifié par la FERC en mai 1997
23	TransColorado	300	Commencement de la construction annoncé pour le début de 1998
24	El Paso Field Services	130	Annoncé par la société en juillet 997
25	Colorado Interstate Campo lateral	110	Demande présentée à la FERC en septembre 1997
26	Transwestern San Juan lateral	200	Approuvé par la FERC en novembre 1997
Capacité totale proposée de sortie des Rocheuses		1 233 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> /j	
Sortie des projets de gazoducs au Canada			
27	Foothills (Northern Border)	690	Approuvé, en service, novembre 1998
28	TCPL Mainline (pour exportation)	358	Approuvé, en service, novembre 1998
	TCPL Mainline (pour marchés intérieurs)	58	Approuvé, en service, novembre 1998
29	Prolongement TQM (PNGTS)	210	Approuvé par l'ONE, en service, novembre 1998
30	Maritimes & Northeast Pipeline	Env. 400	Approuvé, en service, novembre 1998
31	Alliance	1 325	Audiences en cours de l'ONE, mise en service prévue pour l'an 2000
Capacité totale proposée de sortie canadienne		2 952 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> /j	(nota : le total représente seulement la capacité d'exportation)

nécessairement une capacité additionnelle nette. La production actuelle au large de la côte baisse de 30 % par année. Lorsque l'on n'approvisionne pas des segments de gazoducs installés au large de la côte, ceux-ci sont abandonnés et il faut accroître la capacité ailleurs.

**◇ Zone terrestre de la région du Golfe et milieu du continent**

Auparavant, les gazoducs de la zone terrestre du Golfe et du milieu du continent avaient une capacité suffisante pour permettre la commercialisation de toute la capacité de production de ces régions. Toutefois, récemment, la prévision d'une production additionnelle considérable au large de la côte du Golfe a entraîné une augmentation des projets de gazoducs pour la sortie des flux

dans le Golfe. Plusieurs des projets énumérés au tableau 5 visent des marchés de la région américaine de l'Atlantique Sud, où l'offre de la région du Golfe comble habituellement toute la croissance du marché.

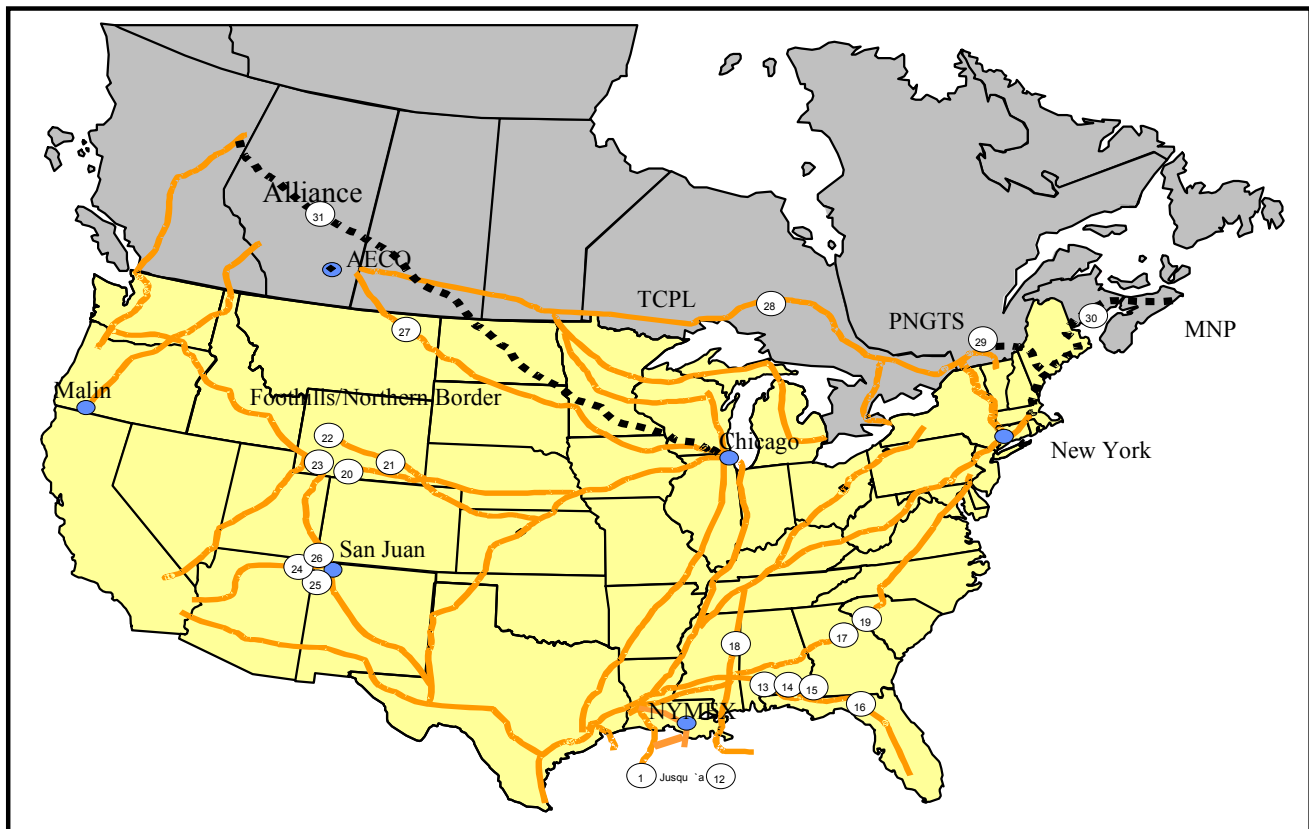
Le plus important projet de gazoduc de sortie dans la région du Golfe est le prolongement de 1 000 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>/j de la Tennessee Line 500. Ce gazoduc relie actuellement la Louisiane au Nord-Est des États-Unis et au Midwest. La Tennessee prévoit qu'une production additionnelle de 3 000 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>/j provenant des installations en eau profonde au large de la côte du Golfe atteindra les atterrages d'ici 2001 (projets 1 à 12 au tableau 5) et elle se prépare à acheminer un tiers de cette production.

**◇ Rocheuses**

Actuellement, les écarts de prix révèlent que le marché de San Juan, le point d'établissement des prix des Rocheuses le plus souvent coté, est bien desservi par la capacité actuelle des gazoducs. L'offre est assez restreinte et les prix sont presque au même niveau que ceux du Golfe. Toutefois, la production continue d'augmenter dans d'autres secteurs des Rocheuses et, à certains endroits, les producteurs ont eu de la difficulté à acheminer leur gaz vers les marchés. Plusieurs projets, énumérés au tableau 5 laissent prévoir que la production continuera de croître dans les Rocheuses.

Le projet Pony Express consistait à convertir un oléoduc en gazoduc de 255 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>/j, allant

**Figure 18 : Projets de gazoducs nord-américains**



des Rocheuses jusqu'au Midwest. Le gazoduc a commencé à être exploité à pleine capacité vers la fin de 1997.

En juillet 1997, la société El Paso Field Services Co., un collecteur dans le bassin de San Juan, a annoncé un projet de compression de gisement qui augmentera la production de  $130 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ .

Le projet d'embranchement San Juan de la société Transwestern, d'une capacité de  $200 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$  (tableau 5), repose sur des contrats de cinq ans et l'entrée en service est prévue pour avril 1998.

#### ◇ Ouest du Canada

À la fin de 1996, l'écart de prix entre les marchés du gaz de l'Ouest du Canada et de l'Est de l'Amérique du Nord est devenu beaucoup plus grand que le coût d'acheminement du gazoduc du centre AECO vers les marchés de l'Est. Cet écart explique la tendance actuelle à accroître la capacité de sortie de l'Ouest du Canada.

On compte cinq grands projets de gazoducs pour accroître le transport du gaz naturel canadien, soit :

- 1) Foothills/Northern Border;
- 2) TransCanada PipeLines - 1998;
- 3) Maritimes & Northeast Pipeline;
- 4) Portland Natural Gas Transmission System;
- 5) Alliance Pipeline.

Voir la liste des projets au tableau 5, ainsi que la carte à la figure 18.

#### *Foothills/Northern Border*

Les projets d'expansion Foothills/Northern Border ont obtenu toutes les autorisations nécessaires en 1997 et les travaux de construction ont commencé. Parmi les autorisations réglementaires, on comptait un certificat de l'Office national de l'énergie pour l'expansion du réseau de la société Foothills en Saskatchewan, et un certificat de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) pour le projet d'expansion et de prolongement du réseau de la société Northern Border. Ces projets devraient respecter la date prévue d'entrée en activité pour novembre 1998, ajoutant une nouvelle capacité de  $690 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ .

#### *Prolongement du gazoduc de la société TCPL en 1998*

En décembre 1997, l'ONE approuvait les plans d'expansion du gazoduc de la société TCPL pour 1998. Les installations proposées de 825 millions de dollars permettront à TCPL de fournir avec son réseau un nouveau service garanti (SG) de transport de  $416 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$  à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998. Environ 20 % de la nouvelle capacité serait destinée au marché intérieur.

L'installation approuvée permettra aussi à TCPL de convertir un service garanti offert (SGO) annuel d'une capacité de  $150 \times 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  en un SG d'environ  $412 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ , tel que demandé par Consumers Gas et Union Gas.

#### *Maritimes & Northeast (MNP)*

L'ONE a délivré un certificat d'utilité publique pour la partie canadienne du projet Maritimes & Northeast Pipeline, le 17 décembre 1997. Ce certificat constituait l'aboutissement d'un processus d'examen réglementaire de 15 mois, qui comprenait de vastes audiences publiques dans le cadre de l'examen public des projets gaziers unifiés de l'île de Sable. Aux É.-U., la FERC a provisoirement tranché des questions d'ordre économique et technique vers la fin de mai 1997. La délivrance d'un certificat définitif pour la partie américaine du gazoduc est à venir.

#### *TQM/Portland Natural Gas Transmission System*

En avril 1997, Trans Québec & Maritimes (TQM) présentait à l'ONE une demande visant à prolonger son réseau actuel de Lachenaie, au nord-est de Montréal, jusqu'à East Hereford, près de la frontière Québec-New Hampshire. Le prolongement serait interconnecté au réseau de du groupe Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS) aux É.-U., afin de desservir les marchés du Nord-Est. Ce gazoduc du groupe PNGTS remplacerait une canalisation établie qui sera éventuellement reconvertie pour le transport du pétrole brut de Portland (Maine) jusqu'à Montréal. L'ONE a tenu des audiences publiques du 17 novembre au 17 décembre 1997, et il a approuvé le projet au début d'avril 1998.

Le gazoduc PNGTS représente la partie américaine du projet. La

FERC a produit un énoncé final des incidences environnementales de ce projet le 12 septembre 1997. Cet énoncé constituait la dernière étape d'un examen réglementaire de 16 mois, et a permis d'entreprendre la construction aux É.-U.

Les projets TQM/PNGTS augmenteraient la capacité d'exportation canadienne vers le Nord-Est des É.-U. de  $152 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$  d'ici la fin de 1998, et de  $210 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$  l'année suivante. La capacité additionnelle réelle est légèrement inférieure en raison de la mise hors service d'une canalisation plus ancienne le long du même couloir.

#### *Alliance*

La partie américaine du projet proposé par la société Alliance a obtenu les autorisations de la FERC pour les aspects non liés à l'environnement de son certificat en juillet 1997. Les autorisations environnementales sont prévues pour 1998.

L'audience relative au certificat de l'ONE pour la partie canadienne du projet d'Alliance a commencé en novembre 1997. Les promoteurs du projet s'attendent à ce que l'audience soit terminée vers le milieu de 1998, et à ce qu'une décision soit prise peu après.

**Revue de 1997  
Prix du gaz naturel**

# Revue de 1997

## Prix du gaz naturel

--CONTENU DE LA SECTION --

◊ Prix du gaz aux États-Unis

◊ Prix du gaz canadien

◊ Autres prix régionaux

### ◊ Prix du gaz aux États-Unis

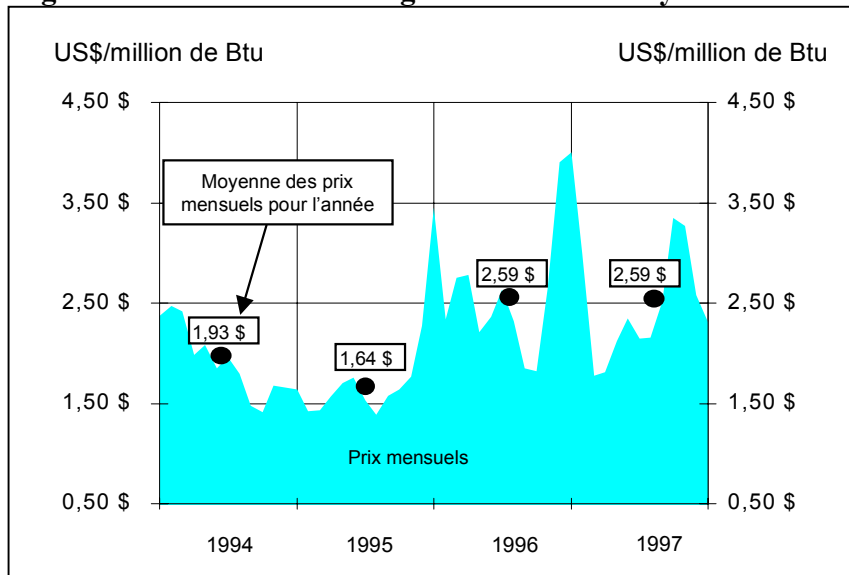
Tout au long de l'année, les prix du gaz en Amérique du Nord ont été déterminés par une combinaison de plusieurs facteurs : température, demande, offre, stockage et autres. Ils sont le mieux représentés par les prix des transactions à terme NYMEX (centre Henry NYMEX).

Les effets de ces facteurs sur les prix mensuels NYMEX au cours de 1997 sont indiqués à la figure 19. Les stocks ont été relativement bas jusqu'à la saison du chauffage, ce qui a favorisé une hausse du prix NYMEX jusqu'à 3,35 \$/million de Btu en octobre 1997. Cette hausse a été suivie par une faible demande hivernale, et les prix ont immédiatement commencé à baisser.

Bien que la structure des prix mensuels ait été assez différente de celle de l'année dernière, la moyenne des prix du gaz NYMEX aux É.-U. (2,59 \$/million de Btu) a été identique à celle de 1996.

Les prix du gaz aux É.-U. demeurent à des niveaux assez élevés en dépit d'une faible demande hivernale, et le haut niveau de stockage révèle jusqu'à quel point les intervenants du marché estiment que l'offre de gaz est restreinte.

**Figure 19 : Prix mensuel du gaz au centre Henry NYMEX**

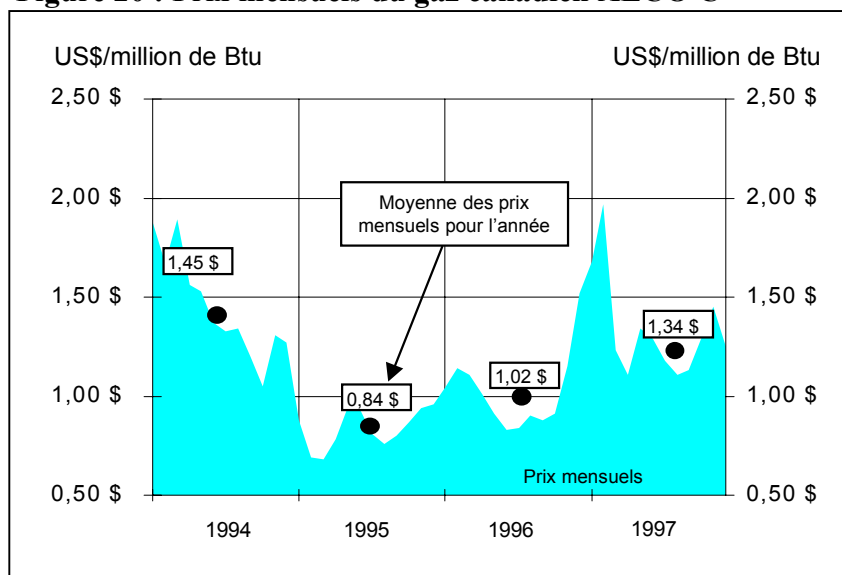


### ◊ Prix du gaz canadien

En dépit des effets à la baisse sur les prix canadiens qu'ont exercé la faible demande locale et les hauts niveaux de stockage dans l'Ouest du Canada, les prix du gaz en Alberta (AECO) ont

été beaucoup plus élevés en 1997 qu'en 1996. Comme l'indique la figure 20, les prix moyens du gaz dans l'Ouest canadien se sont établis en moyenne à 1,34 \$US par million de Btu (1,75 \$CAN/GJ)

**Figure 20 : Prix mensuels du gaz canadien AECO C**



en 1997, soit une augmentation de 31 % par rapport à 1996. Les prix sur n'importe quel marché correspondent toujours à l'équilibre entre l'offre et la demande. Comme nous l'avons vu dans l'analyse de l'offre, l'offre excédentaire en Alberta a quelque peu diminué par rapport à 1996, et cette baisse semble avoir eu une incidence sur les prix du gaz en Alberta. L'entrée en service imminente d'ajouts de capacité de transport (novembre 1998 dans le cas des projets Northern Border et TCPL) vers des marchés aux prix plus élevés peut aussi avoir influé en 1997 sur les prix du gaz dans l'Ouest du Canada.

#### ◆ Autres prix régionaux

Au cours de 1997, la capacité des gazoducs entre les divers marchés a été suffisante pour permettre à la plupart des principaux marchés du gaz nord-américains d'atteindre un équilibre. C'est ce que révèle la figure 21, qui présente une comparaison des prix mensuels du gaz sur plusieurs grands marchés nord-américains : centre de stockage AECO C en Alberta, réservoir San Juan au Nouveau-Mexique, centre Henry en Louisiane, Chicago, et ville de New York.

La figure 21 peut être interprétée comme suit. En 1994, les marchés susmentionnés semblaient assez bien intégrés. D'importants travaux d'expansion sur les gazoducs canadiens vers les marchés américains (Iroquois, Northern Border, PGT) venaient juste d'être terminés, et

les prix du marché suivaient tous la même tendance.

Vers le milieu de 1995, les prix dans l'Est ont commencé à augmenter, mais ce ne fut pas le cas dans l'Ouest (San Juan, AECO). La capacité de production de ces deux derniers marchés est devenue supérieure à la capacité de sortie des gazoducs. Ces marchés ont été saturés de gaz et les prix ont réagi en conséquence.

Au milieu de 1996, en raison de la baisse de la production de San Juan et d'une certaine augmentation de la capacité de sortie des gazoducs, les prix de San Juan ont retrouvé leur corrélation avec les autres prix.

Les prix de San Juan sont particulièrement importants, car le réservoir de San Juan est le fournisseur marginal de presque tout l'Ouest des É.-U. Les prix dans l'Ouest des É.-U. sont dictés par les prix de San Juan, de sorte que la diminution de l'offre à San Juan a entraîné une hausse des prix dans l'Ouest des É.-U. au milieu de 1996.

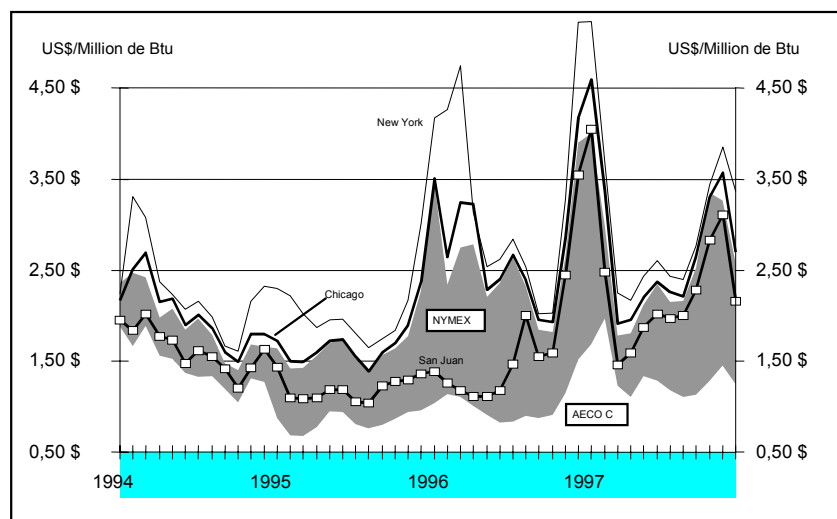
AECO est le seul grand marché du gaz qui reste isolé des autres marchés. Même après une augmentation de 31 % des prix AECO en 1997, les prix canadiens sont demeurés inférieurs, en moyenne, de 1,25 \$US/million de Btu aux prix NYMEX au cours de 1997.

Si la capacité des gazoducs depuis le Canada vers les marchés américains était suffisante, les prix américains auraient alors une incidence plus forte sur les prix canadiens.

Dans une telle situation, on pourrait s'attendre à ce que les prix du gaz canadien soient au même niveau que les prix américains, moins le coût du transport du gaz de l'Ouest du Canada vers les É.-U.

Étant donné que le gaz peut être transporté de l'Ouest du Canada vers le Midwest des É.-U. pour environ 0,70 \$US/million de Btu et que les prix du Midwest sont habituellement plus élevés que les prix NYMEX, avec une plus grande capacité de sortie

**Figure 21 : Autres prix régionaux du gaz**



vers les É.-U., les prix canadiens devraient rester à peu près au même niveau que les prix NYMEX, moins 0,70\$/million de Btu ou moins.

La moyenne du prix du gaz canadien en 1997 (1,34 \$/million de Btu) a été égale au prix NYMEX moins 1,25 \$. Le prix NYMEX moins 0,70 \$ représenterait 1,89 \$/million de Btu, soit une augmentation de 41 % par

rapport aux prix canadiens réels. Cela explique pourquoi des producteurs et des négociants canadiens sont en faveur d'une augmentation de la capacité de sortie des gazoducs vers les marchés américains.



**Revue de 1997**  
**Exportations canadiennes et ventes intérieures de gaz**

# Revue de 1997 : Exportations canadiennes et ventes intérieures de gaz

-----CONTENU DE LA SECTION -----

- ◇ Aperçu
- ◇ Volume des ventes
- ◇ Durée et cat. des ventess
- ◇ Prix supérieurs en 1997
- ◇ Recettes provenant des ventes
- ◇ Capacité des gazoducs
- ◇ Facteurs de charge
- ◇ Prix des ventes
- ◇ Rentrées nettes à la sortie

## ◇ Aperçu

Les producteurs canadiens ont réalisé des recettes record provenant des ventes de gaz naturel en 1997. Les recettes à la frontière internationale sont passées de 7,5 milliards \$CAN en 1996 à 8,7 milliards \$CAN en 1997. Les recettes à la sortie de l'usine provenant des ventes à l'exportation se sont élevées à 7,3 milliards \$CAN, soit une hausse de 20 %. Les recettes

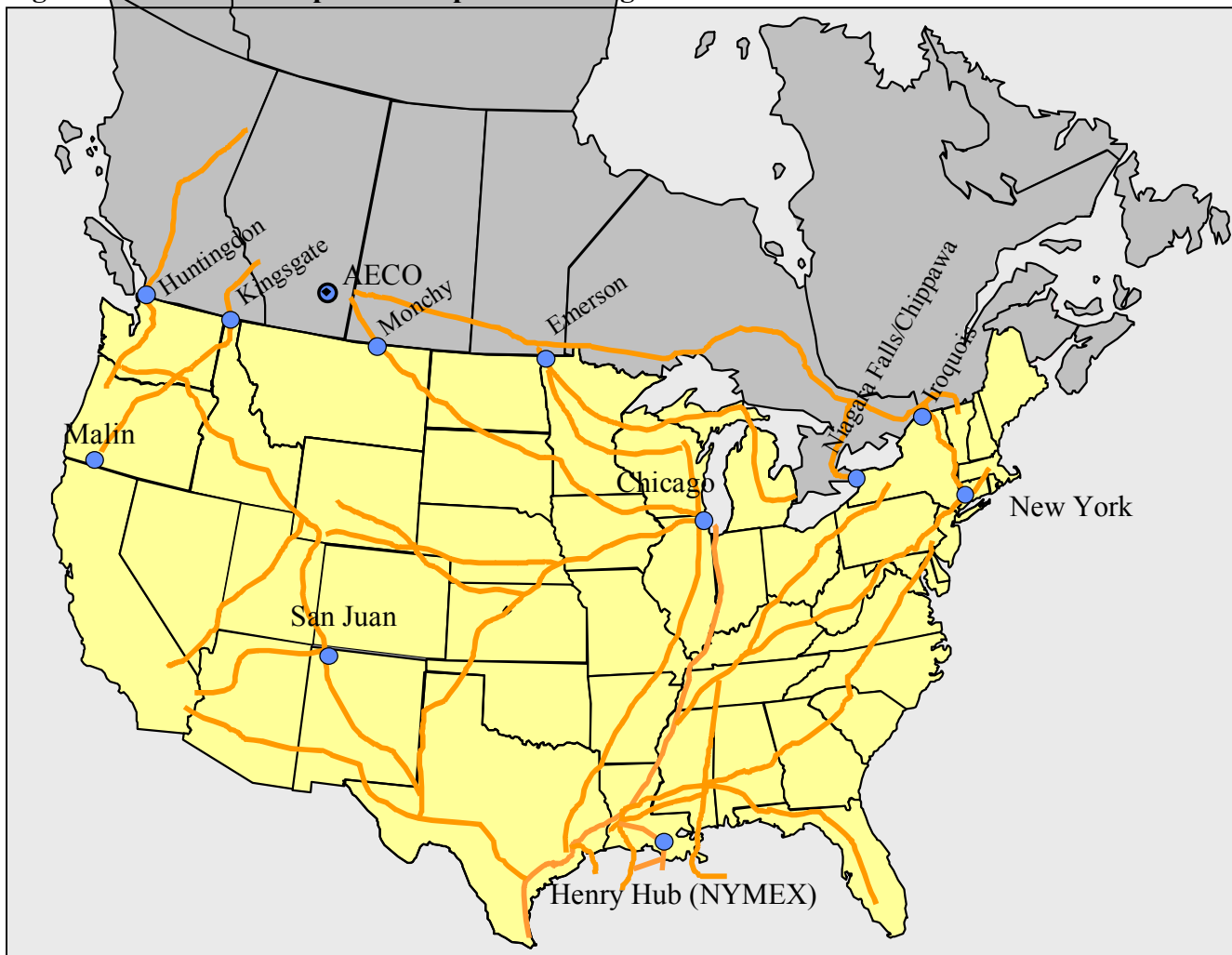
intérieures à la sortie de l'usine ont suivi la même tendance que les exportations, atteignant 4,8 milliards \$CAN, ce qui représente une hausse de 35 % par rapport à l'année dernière.

La hausse des prix est le facteur qui a le plus influé sur les recettes. La moyenne des prix à la frontière internationale pour le gaz exporté s'est située à 2,16 \$US/million de Btu, une

hausse de 12 %. Les prix du marché intérieur (AECO) se sont accrus de 31 % pour s'établir à 1,34 US\$/million de Btu.

Les ventes de gaz naturel canadien sur le marché intérieur n'ont augmenté que de 0,5 % en 1997 et les exportations, de 2 % seulement. Il s'agit du taux de croissance le plus bas depuis plusieurs années. Les ventes

**Figure 22 : Gazoducs et points d'exportation du gaz naturel**



intérieures ont été faibles en raison d'un hiver plus clément, alors que les ventes à

l'exportation ont été limitées par une capacité d'exportation restreinte.

#### ◊ Capacité des gazoducs

Il existe actuellement un goulot d'étranglement sur les gazoducs entre les marchés du Canada et des États-Unis. Les gazoducs desservant les marchés américains fonctionnent à pleine capacité depuis un certain temps. Une carte des points d'exportation est présentée à la figure 22.

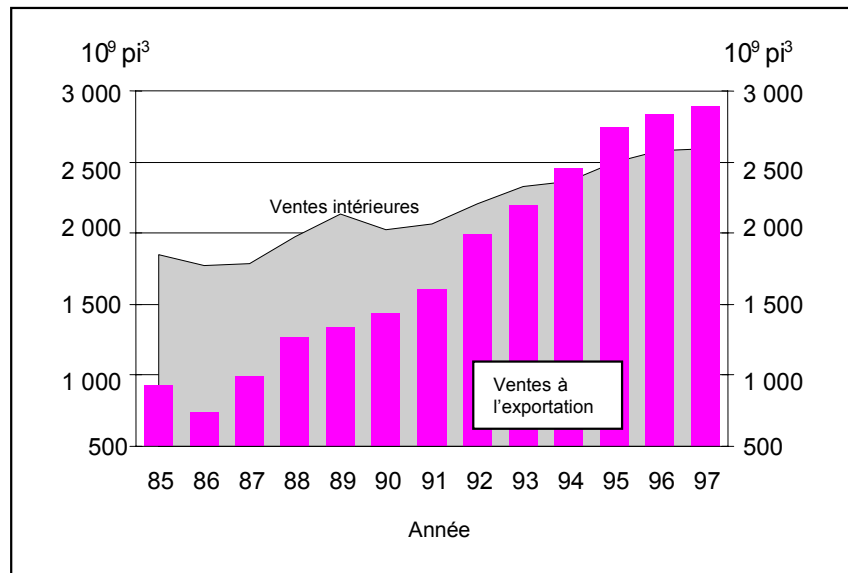
Aucun ajout important à la capacité des gazoducs n'a été effectué en 1997. Une faible capacité d'exportation a été ajoutée ( $168 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) par TCPL pour desservir les marchés du Midwest et du Nord-Est. La nouvelle capacité de  $120 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$  de TCPL, pour desservir l'Est du Canada, a favorisé la croissance du marché intérieur.

#### ◊ Volume des ventes

Le temps doux et la capacité restreinte d'exportation des gazoducs ont freiné la croissance du volume de gaz vendu en 1997. La figure 23 montre le volume des ventes par année.

Les ventes intérieures ont atteint  $2\,598 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$  en 1997, une augmentation de moins de 1 % ( $13 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ) par rapport à 1996. La croissance lente des ventes a été attribuable à la faible croissance de la demande (voir l'examen de la demande, page 19).

**Figure 23 : Ventes de gaz sur le marché intérieur et à l'exportation**



Les exportations ont atteint  $2\,896 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ , une hausse de 2 %. Les exportations se sont accrues surtout sur le marché de l'Ouest des É.-U., où existait

une certaine sous-utilisation de la capacité des gazoducs. Une quantité supplémentaire de gaz d'environ  $50 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$  a été exportée à Kingsgate en 1997.

Sur les marchés du Nord-Est et du Midwest, les ventes à l'exportation n'ont pas changé, témoignant seulement de quelques ajouts très limités de la capacité à la fin de 1997.

#### ◊ Facteurs de charge

En moyenne, les facteurs de charge des gazoducs pour les exportations ont été identiques en 1997 (89 %) à ceux de 1996. Le point d'exportation Kingsgate a enregistré des facteurs de charge et des volumes supérieurs. Le point d'exportation Kingsgate a été utilisé à un facteur de charge de 92 % en 1997, comparativement à 86 % l'année dernière.

À Huntingdon, les facteurs de charge sont demeurés relativement stables et faibles (70 %) en comparaison avec d'autres points d'exportation.

Cette situation est attribuable au fait que le point d'exportation Huntingdon comprend trois courtes canalisations réservées aux utilisateurs, fonctionnant à de faibles facteurs de charge.

Encore une fois cette année, les gazoducs du Midwest et du Nord-Est ont fonctionné essentiellement à pleine capacité (Midwest 98 %, Nord-Est 88 %). Par conséquent, les producteurs canadiens attendent impatiemment la capacité additionnelle prévue pour 1988 et les années suivantes.

#### ◊ Durée et catégorie des ventes

La tendance de la structure contractuelle des exportations canadiennes s'est poursuivie en faveur des contrats à court

terme (c'est-à-dire le gaz assujéti aux ordonnances d'exportation de l'ONE d'une durée inférieure à deux ans) et au détrimé des ventes à long terme (c.-à-d. volumes transportés en vertu des licences d'exportations de l'ONE). En 1997, les ventes à court terme représentaient 68 % du total des ventes, comparativement à 62 % en 1996.

On a assisté au cours de l'année à une tendance semblable vers les ventes interruptibles. Ce type de ventes (transport du gaz en vertu de contrats interruptibles plutôt que fermes) a compté pour 27 % des exportations totales vers les É.-U., comparativement à 24 % en 1996.

#### ◊ Prix des ventes

Le tableau 6 présente un aperçu des prix du gaz naturel au Canada et à la frontière internationale.

Les prix pour les trois principaux marchés d'exportation sont tirés de l'information produite auprès de l'Office national de l'énergie

(ONE). L'ONE ne dispose pas de renseignements comparables sur les prix pour les marchés canadiens. Le tableau 6 présente les prix au comptant aux deux plus importants points d'établissement des prix du gaz pour les ventes canadiennes, le prix AECO-C (du centre de commerce et de stockage près de la frontière Alberta-Saskatchewan), et le prix Huntingdon/Sumas (le plus gros marché de la Colombie-Britannique).

Les acheteurs de gaz canadien situés en Alberta et plus à l'Est achètent habituellement leur gaz au prix mensuel AECO. Certains peuvent acheter du gaz à des prix plus ou moins élevés, selon la période visée par le contrat d'achat du gaz, (heure, jour, un an, etc.).

Ces acheteurs de gaz canadien paieraient alors les droits réglementés d'acheminement par gazoduc pour le transport du gaz jusqu'à leurs brûleurs. Il en découle un prix à la livraison égal au prix de référence AECO plus les droits de gazoduc applicables.

Les prix qui sont déterminés de cette façon sont appelés *prix nets à terme*. Les acheteurs de gaz assument la responsabilité de payer les frais de demande sur la capacité contractuelle du gazoduc, mais ils achètent le gaz à l'intérieur de l'Alberta, où les prix sont faibles.

Réserver une capacité de gazoduc a été avantageux pour les acheteurs canadiens. Les prix nets à terme sur les marchés canadiens ont été inférieurs aux prix du gaz sur les marchés américains adjacents.

Les expéditeurs qui continuent de conclure des contrats en vue de réserver une certaine capacité sur les gazoducs entre l'Alberta et certains marchés sont soit des producteurs et des négociants qui considèrent que les contrats sont nécessaires pour vendre du gaz, soit des utilisateurs qui croient que cette capacité continuera, comme auparavant, à valoir plus que son coût réglementé.

Par opposition, les acheteurs de gaz des É.-U. comptent habituellement sur les

**Tableau 6 : Prix du gaz sur les marchés intérieurs et à l'exportation**

Year	Month	Prix à la frontière internationale du gaz exporté					Marchés canadiens		
		Ouest (US/Million de Btu)	MW (US/Million de Btu)	NE (US/Million de Btu)	Moyenne (US/Million de Btu)	Moyenne (CAN/GJ)	AECO (CAN/GJ)	AECO (US/Million de Btu)	Huntingd. (US/Million de Btu)
1997	Janvier	2,77	3,58	3,85	3,32	4,24	2,15	1,68	3,92
	Février	2,10	2,59	3,33	2,55	3,28	2,53	1,97	2,43
	Mars	1,28	1,61	2,58	1,68	2,18	1,60	1,23	1,07
	Avril	1,24	1,64	2,39	1,64	2,17	1,47	1,11	1,14
	Mai	1,43	1,76	2,49	1,78	2,33	1,75	1,34	1,36
	Juin	1,66	1,91	2,63	1,96	2,57	1,69	1,29	1,34
	Juillet	1,37	1,87	2,53	1,82	2,38	1,54	1,18	1,22
	Août	1,31	1,90	2,50	1,77	2,33	1,46	1,11	1,10
	Septembre	1,42	2,18	2,68	1,96	2,57	1,49	1,13	1,19
	Octobre	1,71	2,58	3,31	2,36	3,11	1,70	1,29	1,49
	Novembre	2,19	2,92	3,43	2,72	3,65	1,94	1,45	2,76
	Décembre	1,68	2,18	2,91	2,15	2,91	1,68	1,24	1,46
<b>Moyenne 1997</b>		<b>1,69</b>	<b>2,24</b>	<b>2,90</b>	<b>2,16</b>	<b>2,83</b>	<b>1,75</b>	<b>1,34</b>	<b>1,71</b>
Moyenne 1996		1,28	2,04	2,89	1,92	2,48	1,32	1,02	1,32
% changement		31,7%	9,5%	0,4%	12,3%	14,1%	32,9%	30,9%	29,2%

Sources: ONE, Friedenberg

producteurs ou les négociants pour réserver une capacité sur les gazoducs reliant l'Alberta au marché américain et livrer ensuite le gaz au bec du brûleur de l'utilisateur. Le gaz est alors vendu sur le marché en aval et le prix payé dépend des conditions du marché local. L'acheteur de gaz échappe ainsi au risque que pose la réservation de capacité sur les gazoducs, mais il perd la possibilité d'acheter du gaz en amont du gazoduc.

Les *rentrées nettes* pour un producteur en Alberta qui a réservé une capacité pour acheminer du gaz vers un marché américain et qui vend le gaz sur ce marché sont égales au prix du marché, moins le coût pour le producteur que représente le transport du gaz depuis l'Alberta jusqu'à ce marché. Étant donné que les rentrées nettes sont habituellement plus élevées que les prix de l'Alberta, la réservation d'une capacité de gazoduc pour acheminement vers la plupart des marchés américains a été avantageuse au cours de la plupart des périodes.

#### ◇ Prix supérieurs en 1997

Comme le montre le tableau 6, les prix du gaz naturel, tant sur les marchés intérieurs que sur les marchés d'exportation, ont été supérieurs en 1997. Le marché du Nord-Est a fait exception, parce que les prix y étaient déjà relativement élevés en 1996. Les prix dans le Nord-Est sont demeurés stables en 1997.

Au Canada, le prix au comptant moyen AECO a poursuivi sa remontée depuis son faible niveau de 0,84 \$US/million de Btu en 1995. Le prix AECO a augmenté de 31 %, passant de 1,02 \$US/million de Btu en 1996 à 1,34 \$US/million de Btu en 1997.

Les prix pour le gaz canadien vers le marché de l'Ouest des É.-U. ont suivi la hausse de 32 % des prix sur les marchés intérieurs. Les prix dans le Midwest ont augmenté de 10 % tandis que les prix dans le Nord-Est n'ont augmenté que de 0,4 %.

Les prix payés pour le gaz l'Ouest des É.-U. sont passés de 1,28 \$US/million de Btu en

1996 à 1,69 \$US/million de Btu en 1997. Cette augmentation correspondait aux prix plus élevés dans le réservoir de San Juan, le fournisseur marginal des marchés de l'Ouest des É.-U.

Après une augmentation de 40 % l'année dernière, les prix à l'exportation vers le marché du Midwest ont augmenté de 10 % cette année, atteignant 2,24 \$US/million de Btu. Sur le marché du Nord-Est, les prix à l'exportation sont demeurés stables mais élevés (2,90 \$US/million de Btu) en comparaison avec les deux autres marchés d'exportation.

#### ◇ Rentrées nettes à la sortie de l'usine

Ces prix ont donné lieu à des rentrées nettes plus élevées à la sortie de l'usine pour les producteurs. Le tableau 7 montre les rentrées nettes provenant de ventes aux É.-U. ainsi que les rentrées nettes pour le gaz vendu à Huntingdon et AECO.<sup>4</sup>

En 1997 comme en 1996, les ventes vers les marchés de l'Est des États-Unis ont donné aux

**Tableau 7 : Rentrée nettes à la sortie de l'usine provenant des exportations et des ventes intérieures**

Année	Mois	Rentrées nettes à la sortie de l'usine provenant des exportations					Rentrées nettes à la sortie de l'usine provenant des ventes intérieures		
		Ouest (US/Million de Btu)	MW (US/Million de Btu)	NE (US/Million de Btu)	Moy. (US/Million de Btu)	Moy. (CAN/GJ)	AECO (CAN/GJ)	AECO (US/Million de Btu)	Huntingd. (US/Million de Btu)
1997	Janvier	2,55	3,31	2,98	2,93	3,75	1,22	0,96	0,97
	Février	1,89	2,24	2,36	2,11	2,72	1,35	1,05	0,92
	Mars	1,08	1,30	1,72	1,30	1,69	1,33	1,02	0,89
	Avril	1,04	1,38	1,59	1,29	1,70	1,22	0,92	0,68
	Mai	1,22	1,49	1,69	1,42	1,86	1,08	0,82	0,68
	Juin	1,44	1,63	1,79	1,58	2,08	0,97	0,74	0,65
	Juillet	1,17	1,60	1,69	1,44	1,88	0,98	0,75	0,71
	Août	1,10	1,63	1,69	1,41	1,86	1,07	0,81	0,76
	Septembre	1,21	1,89	1,87	1,59	2,08	1,04	0,79	0,77
	Octobre	1,52	2,29	2,45	2,00	2,62	1,08	0,82	0,85
	Novembre	2,12	2,65	2,59	2,69	3,60	1,42	1,06	1,78
	Décembre	1,50	1,90	2,14	1,80	2,43	1,94	1,43	3,01
<b>Moyenne 1997</b>		<b>1,50</b>	<b>1,98</b>	<b>2,13</b>	<b>1,81</b>	<b>2,38</b>	<b>1,64</b>	<b>1,25</b>	<b>1,43</b>
Moyenne 1996		1,17	1,77	1,96	1,56	2,02	1,26	0,93	1,66
% changement		28,1%	12,0%	8,9%	15,9%	17,7%	35,9%	33,8%	35,1%

Sources: ONE, Friedenberg

producteurs canadiens les rentrées nettes les plus élevées. Les rentrées nettes provenant des ventes vers l'Ouest des É.-U. sont demeurées très au-dessous des rentrées nettes provenant des ventes vers les marchés du Midwest et du Nord-Est. Les rentrées nettes des producteurs, provenant des ventes intérieures, ont été encore plus basses, en raison des faibles prix du marché canadien.

#### ◇ Recettes provenant des ventes

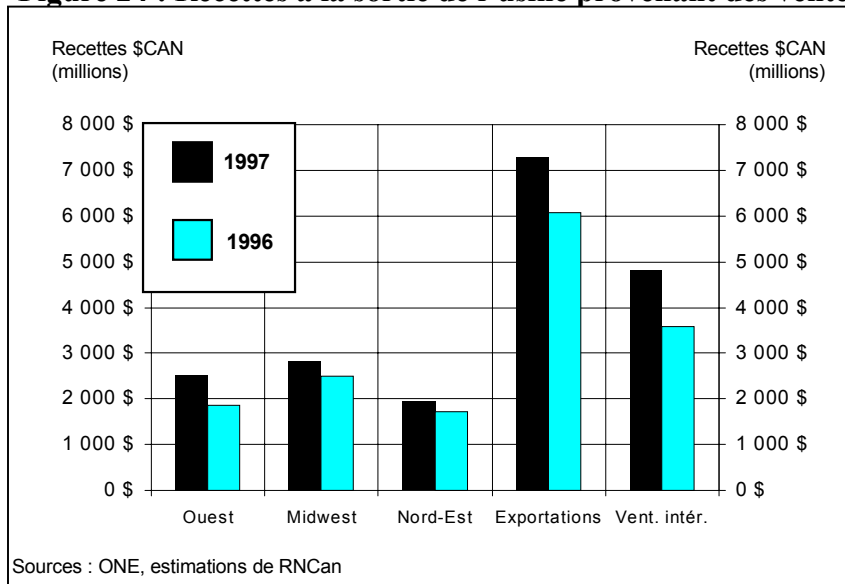
En 1997, une légère croissance des volumes de gaz vendus, combinée à des augmentations de prix importantes tant sur les marchés intérieurs que sur les marchés d'exportation, s'est traduite par une forte croissance des recettes.

La figure 24 montre une ventilation des recettes à la sortie de l'usine, provenant de chaque région d'exportation, pour le total des exportations ainsi que pour le total des ventes intérieures<sup>1</sup>. Les recettes sont exprimées en dollars canadiens.

Les recettes intérieures sont beaucoup plus faibles que les recettes d'exportation, ce qui signifie que le volume était légèrement moins élevé et les prix, beaucoup plus bas.

En 1997, les recettes à la sortie de l'usine provenant des ventes à l'exportation ont augmenté de 20 %, pour se situer à 7,3 milliards \$CAN. Cette augmentation des recettes varie

**Figure 24 : Recettes à la sortie de l'usine provenant des ventes**



considérablement d'une région à l'autre, allant de 13 % dans le Nord-Est des É.-U. à 35 % dans l'Ouest des États-Unis.

Cinquante-quatre pour cent des recettes supplémentaires attribuables aux exportations provenaient des ventes sur le marché de l'Ouest des É.-U., où la majeure partie du gaz supplémentaire a été exportée en 1997 et où le pourcentage d'augmentation des prix a été le plus fort.

Sur les marchés du Midwest et du Nord-Est des É.-U., l'augmentation des recettes a été plus modérée, à 14 % et 13 %.

Mesurées à la frontière internationale, les recettes provenant des exportations s'établissaient à 8,7 milliards \$CAN en 1997, comparativement à 7,5 milliards \$CAN en 1996. Ces prix englobent les coûts

d'acheminement du gaz depuis la sortie de l'usine jusqu'au point d'exportation à la frontière (Nota : la figure 24 ci-dessus montre les recettes à la sortie de l'usine, qui sont inférieures).

Le taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain a été stable par rapport à l'année dernière et n'a donc pas eu de grande incidence sur les recettes provenant des exportations de gaz naturel.

<sup>4</sup> Rentrées nettes provenant des ventes intérieures et recettes estimatives, fondées sur les prix au comptant mensuels publiés, et compte tenu d'un facteur de charge de 100 % d'acheminement par gazoduc.

**Perspectives jusqu'en 2005**  
**Demande nord-américaine**

# Perspectives jusqu'en 2005

## Demande nord-américaine

--CONTENU DE LA SECTION --

◇ Demande américaine

◇ Demande canadienne

◇ Demande régionale

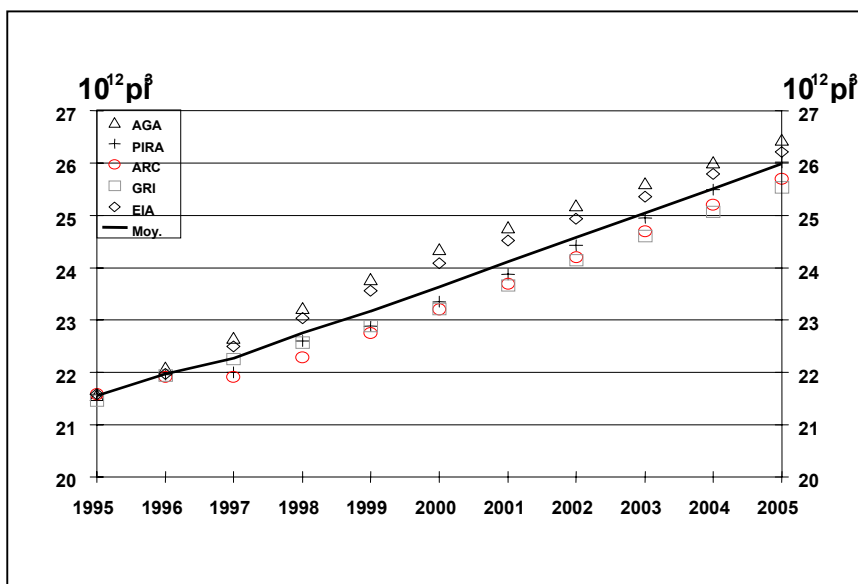
### ◇ Demande américaine

La figure 25 illustre cinq prévisions de la demande de gaz naturel aux É.-U. jusqu'en 2005. Cette année-là, la demande devrait dépasser de 3,3 à 4,0  $10^{12} \text{pi}^3$  le niveau de la demande de 1997. La moyenne annuelle de ces prévisions correspond à un taux de croissance annuel moyen de 2,1 %. La croissance de la demande américaine au cours des cinq dernières années a été de 2,4 %.

Dans chaque prévision, on accorde une place importante au secteur des services publics d'électricité (SPE) et au secteur industriel dans la croissance future de la demande (voir figure 26).

On prévoit que les SPE joueront un rôle particulièrement important dans la future croissance de la demande de gaz, avec une transformation en profondeur de la structure de la demande américaine dans ce secteur. Pour la période de 1997 à 2005, les taux de croissance annuels prévus de la demande varient de 4 % à 10 %, avec une moyenne de 7 %. Ces cinq dernières années, le taux de croissance annuel moyen de la demande de gaz des SPE a été de 1,4 %. Au cours des prochaines années, il faudra surveiller la demande de gaz des SPE, afin de vérifier si cette croissance se concrétise.

Figure 25 : Prévisions de la demande de gaz américaine.

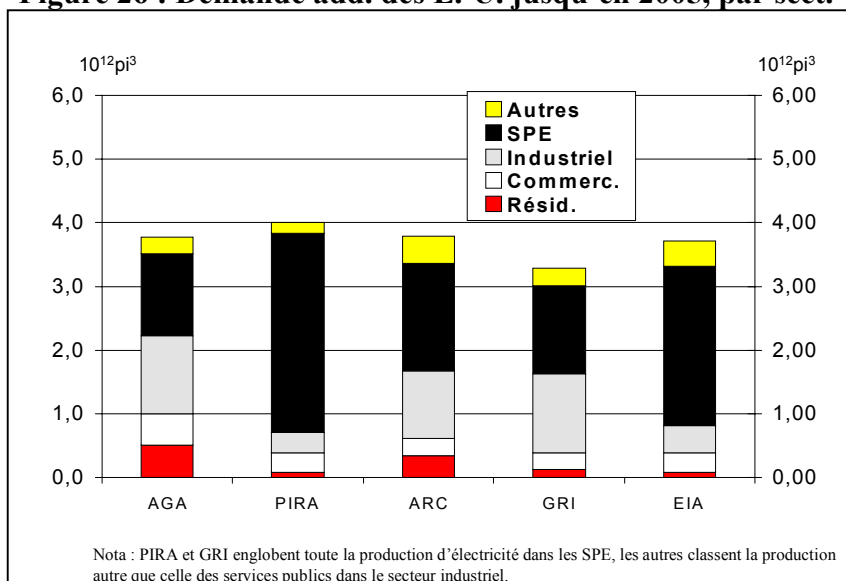


### ◇ Demande canadienne

La figure 27 illustre les prévisions de l'Association canadienne du gaz (ACG), d'ARC Financial et du Canadian Energy Research Institute pour la demande canadienne de gaz naturel. En moyenne, on prévoit

une croissance annuelle de 2,4 % de la demande de gaz canadienne. La croissance annuelle moyenne de la demande de gaz canadienne s'est établie à 3,8 % pour les cinq dernières années.

Figure 26 : Demande add. des É.-U. jusqu'en 2005, par sect.





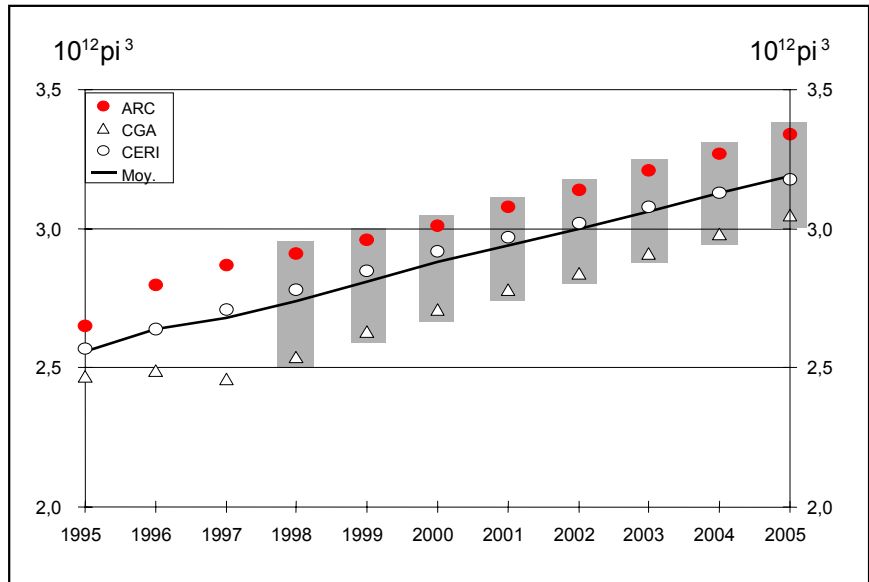
### ◇ Demande régionale

Conformément à notre optique régionale, le tableau 8 illustre la demande de gaz de 1997 par région de production et par région de demande. On indique également les taux de croissance historiques de la demande dans ces régions, ainsi que nos perspectives de la demande.

Notre prévision tient compte des taux historiques de croissance dans chaque région, ainsi que des prévisions de demande régionale de plusieurs organismes (PIRA, EIA et Fosters). Les plus fortes croissances de la demande de gaz sont prévues pour le Sud-Atlantique (3,3 % par année) et l'Ouest américain (3,2 % par année).

La demande de gaz du Sud-Atlantique a progressé de 3,8 % par année au cours des cinq dernières années. La région connaît une poussée démographique considérable qui alimente la demande de gaz pour la production d'électricité destinée à la climatisation résidentielle.

**Figure 27 : Prévisions de la demande de gaz canadienne**



Ces cinq dernières années, la croissance de la demande dans l'Ouest américain, de seulement 1 % par année, n'a pas été aussi forte que dans le Sud-Atlantique. Le niveau élevé des réservoirs d'eau des centrales hydroélectriques a permis aux SPE de satisfaire la demande supplémentaire d'électricité.

Néanmoins, tous les prévisionnistes consultés

entrevoient une forte croissance de la demande future dans la région de l'Ouest américain, attribuable à une croissance de la demande en vue d'une production supplémentaire d'électricité, accompagnée d'une augmentation minimale de la capacité hydroélectrique.

Si l'on exprime la croissance de la demande en volume absolu pour cette période, la plus forte

**Tableau 8 : Hypothèses concernant la demande régionale**

	Demande réele 1997	Croissance annuelle hist. 92-97	Croissance présumé jusqu'en 2005	Demande régionale supp. 97-2005	Prévision de la demande régionale 2005
Golfe	5 370	2,3%	1,7%	790	6 160
Milieu du continent	1 280	2,3%	1,7%	182	1 462
Rocheuses	590	3,1%	2,2%	111	701
Ouest des É.-U.	2 427	1,0%	3,2%	686	3 113
Midwest	4 539	2,5%	1,9%	732	5 271
Nord-Est des É.-U.	3 062	3,0%	2,0%	535	3 597
Sud-Atlantique	1 797	3,8%	3,3%	538	2 335
Autre É.-U.	956	1,9%	0,9%	68	1 024
Total utilisation ultime É.-U.	20 021	2,4%	2,1%	3 642	23 663
Combust. canal., etc., É.-U.	1 997	2,2%	1,9%	320	2 317
<b>Total demande É.-U.</b>	<b>22 018</b>	<b>2,4%</b>	<b>2,1%</b>	<b>3 962</b>	<b>25 980</b>
<b>Demande canadienne</b>	<b>2 642</b>	<b>3,8%</b>	<b>2,4%</b>	<b>548</b>	<b>3 190</b>
<b>Total Amérique du Nord</b>	<b>24 660</b>	<b>2,6%</b>	<b>2,1%</b>	<b>4 510</b>	<b>29 170</b>

hausse de la demande est prévue pour la région du Golfe ( $790 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ), suivie du Midwest, de l'Ouest, du Nord-Est et du Sud-Atlantique (voir tableau 8).

Nous présumons que les demandes américaine et canadienne correspondront aux

prévisions moyennes des spécialistes consultés. En bref, les demandes de gaz canadienne et américaine totaliseront  $29 \text{ } 170 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$  en 2005.

Nous avons aussi présumé que les exportations américaines de GNL de  $60 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$  se

poursuivraient. Cela représente un total de  $29 \text{ } 230 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$  pour les besoins nord-américains en gaz en 2005, soit  $4 \text{ } 467 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$  de plus qu'en 1997.

**Perspectives jusqu'en 2005**  
**Offre nord-américaine**

# Perspectives jusqu'en 2005

## Offre nord-américaine

----- CONTENU DE LA SECTION -----

- ◊ Perspectives de la production
- ◊ Prévission de l'offre américaine
- ◊ Perspectives de l'offre régionale
- ◊ Golfe – zone extracôtière
- ◊ Rocheuses américaines
- ◊ Production canadienne
- ◊ Caractère adéquat de l'offre américaine de gaz
- ◊ Golfe – zone terrestre
- ◊ Milieu du continent
- ◊ Autres approvisionnements américains
- ◊ GNL et autres sources

### ◊ Perspectives de la production

Comme on l'indiquait à la section précédente, nous prévoyons que la demande de gaz naturel sur le marché nord-américain sera de  $29\,230\,10^9\text{pi}^3$  en 2005, soit  $4\,467\,10^9\text{pi}^3$  de plus qu'en 1997.

Selon nos perspectives (voir tableau 9 et figure 33 à la fin de la présente section), les producteurs américains fourniraient facilement plus de la moitié de ce gaz additionnel, et les producteurs canadiens, le tiers. Le reste proviendrait d'importations de GNL et d'autres approvisionnements.

Nos prévisions de l'offre nord-américaine partent des besoins en gaz susmentionnés. Nous calculons ensuite les exportations de gaz canadien vers les États-Unis. Notre prévision d'exportations de  $3\,751\,10^9\text{pi}^3$  en 2005 repose

principalement sur des estimations de la capacité d'exportation des gazoducs et sur nos hypothèses concernant les facteurs de charge (voir section sur les ventes de gaz canadien, page 61).

Nous avons également présumé que l'offre canadienne satisferait toute la demande canadienne de gaz en 2005, soit  $3\,190\,10^9\text{pi}^3$ . On en arrive ainsi à une prévision de production canadienne de  $6\,491\,10^9\text{pi}^3$  en 2005, qui représente la somme de la demande canadienne et des exportations canadiennes vers les É.-U.

Les futurs approvisionnements américains à partir de GNL et d'autres sources ont été estimés à  $370\,10^9\text{pi}^3$  en 2005. Cette estimation est basée sur la moyenne de plusieurs prévisions de spécialistes (voir plus loin dans la présente section).

Lorsque l'on soustrait les approvisionnements en provenance du Canada et en GNL de la consommation nord-américaine prévue de gaz, le résultat est une estimation de la production américaine nécessaire. À partir de cette analyse, on peut conclure que la production requise aux É.-U. en 2005 s'établira à  $21\,919\,10^9\text{pi}^3$ .

### ◊ Caractère adéquat de l'offre américaine de gaz

Selon nos estimations de la demande de gaz américaine et des importations, le taux de croissance de la production américaine doit augmenter considérablement si l'on veut satisfaire la croissance prévue de la demande américaine.

La production américaine a progressé à un rythme annuel de 1,3 % au cours des cinq dernières années, accusant du retard par rapport à la croissance annuelle de 2,4 % de la demande. L'écart a été comblé par des importations

**Tableau 9 : Offre nord-américaine de gaz naturel**

	1997 $10^9\text{pi}^3$	1996 $10^9\text{pi}^3$	Différence $10^9\text{pi}^3$	Variation en %	% de l'augm. Totale	% de l'offre nord-amér.
Golfe – zone terrestre	6 542	6 406	136	2,1	44,9	26,1
Golfe – zone extracôtière	5 465	5 371	94	1,8	31,0	21,9
Total pour le Golfe	12 007	11 780	227	1,9	74,9	48,0
Milieu du continent américain	2 415	2 521	-106	-4,2	-34,9	9,8
Rocheuses américaines	2 864	2 852	12	0,4	3,9	11,7
Autres états américains	1 676	1 640	36	2,2	12,0	6,8
<b>Production É.-U. Totale</b>	<b>18 962</b>	<b>18 793</b>	<b>169</b>	<b>0,9</b>	<b>55,8</b>	<b>77,2</b>
Production canadienne	5 513	5 417	96	1,8	31,7	22,4
Importations de GNL	78	40	38	93,3	12,4	0,3
Importations de gaz mexicain	15	14	1	4,3	0,2	0,1
<b>TOTAL DE L' OFFRE N.-A</b>	<b>24 567</b>	<b>24 264</b>	<b>303</b>	<b>1,2</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

canadiennes Si la production américaine maintient cette croissance annuelle moyenne de 1,3 % de 1997 à 2005, la production intérieure des É.-U. atteindra seulement 21 100 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> en 2005, soit 819 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> de moins que la production américaine requise selon les calculs qui précèdent.

### Prévisions de l'offre américaine

La figure 28 illustre diverses prévisions de la production des É.-U. d'ici 2005. En moyenne, on s'attend à ce que la croissance de la production des É.-U. s'établisse à 1,7 % par année, ce qui permettrait d'atteindre une production de 21 970 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> en 2005.

Par conséquent, la prévision moyenne de la production américaine, combinée à nos estimations des exportations de gaz canadien et de GNL vers les É.-U., permettrait de satisfaire la demande de gaz américaine prévue.

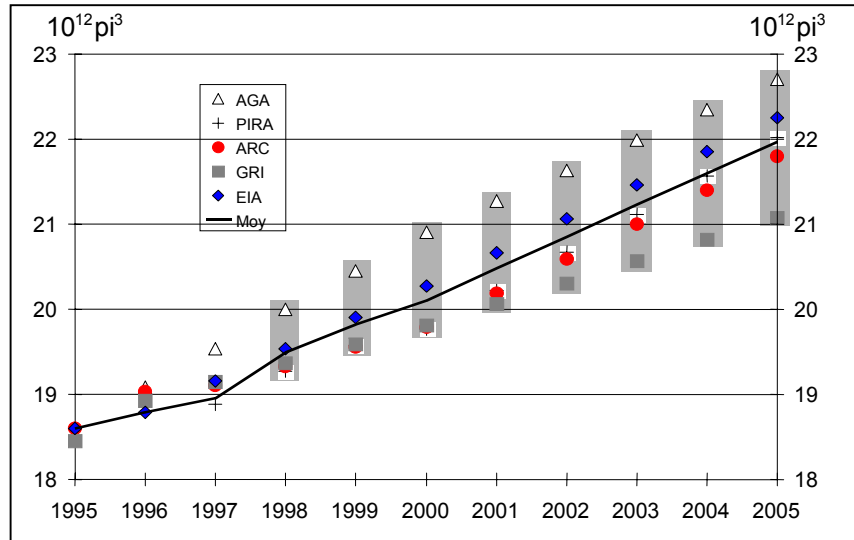
### ◇ Perspectives de l'offre régionale

La plupart des prévisions que nous avons employées estiment l'offre globale. PIRA et l'EIA ventilent la production américaine selon des régions de production. Nos perspectives concernant la production régionale sont fondées sur leurs prévisions et sur les conclusions de notre rapport *Offre de gaz en 1997*.

### ◇ Golfe – zone terrestre

La zone terrestre du Golfe, avec une production de 6 542 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> en 1997, constituait la plus

**Figure 28 : Prévisions de la production de gaz aux É.-U.**



importante région productrice des É.-U., comptant pour 35 % de l'offre américaine totale en 1997. Nous estimons que la production de la zone terrestre du Golfe atteindra 7 588 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> d'ici 2005, soit un taux de croissance annuel moyen de 1,9 %, le même que celui des trois dernières années. Les ajouts aux réserves prouvées, de 1994 à 1996, dépassaient la production de 20 %, indice d'un

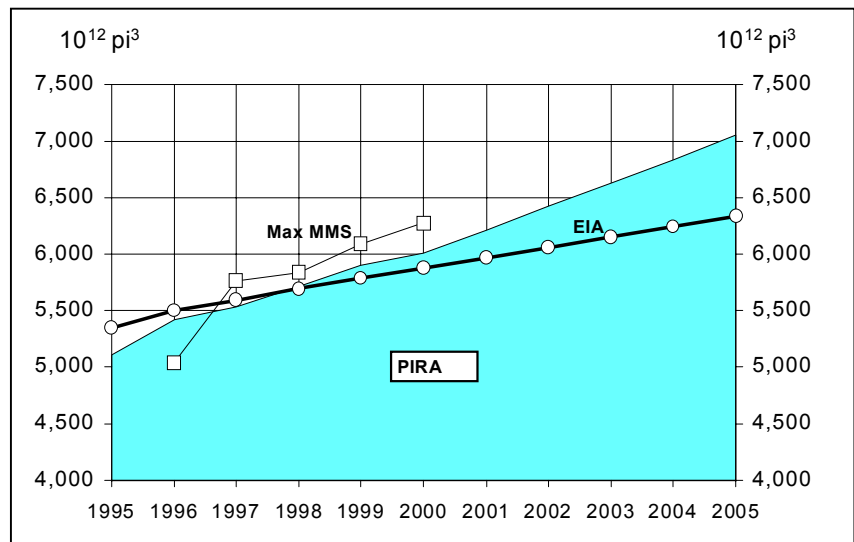
bon potentiel de croissance de l'offre.

### ◇ Golfe – zone extracôtière

La région au large de la côte du Golfe produit actuellement 5 465 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> par année. Cette production devrait progresser de 2,5 % par année, pour atteindre 6 667 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> en 2005.

Ce taux de croissance annuel moyen est de loin supérieur à

**Figure 29 : Prévisions de la production au large de la côte du Golfe**



celui enregistré ces trois dernières années (inférieur à 1 %).

La figure 29 illustre les prévisions de trois organismes concernant la production dans la zone extracôtière. Tous s'attendent à une croissance considérable de la production.

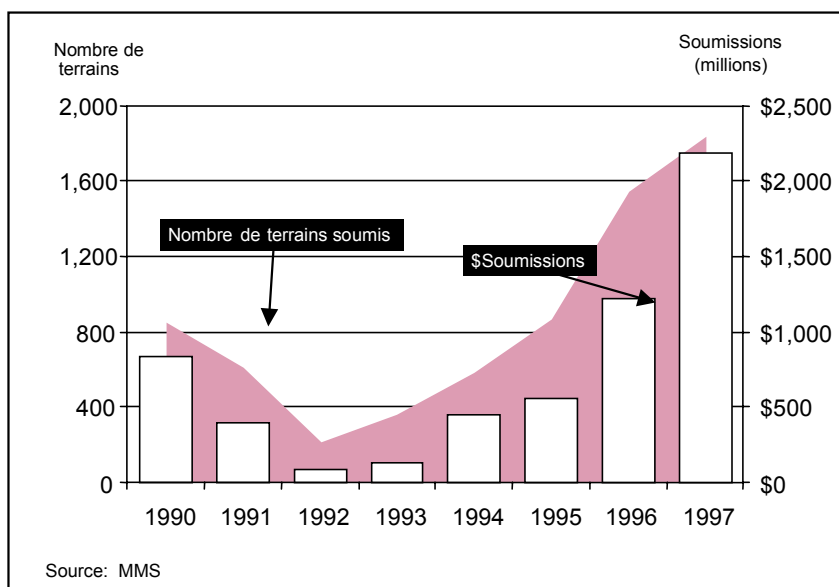
Ces prévisions très optimistes reposent sur les récentes activités en amont dans la région. Les taux de forage gazier en 1997 ont été supérieurs de 75 % à ceux de 1994. La location extracôtière connaissait également une grande activité, comme l'indique la figure 30.

Une grande partie de cette production additionnelle devrait provenir de l'exploitation en eau profonde. En 1997, 70 % des bandes de terrains soumissionnés au large de la côte du Golfe se trouvaient à plus de 200 mètres de profondeur.

#### ◆ Milieu du continent

La production du milieu du continent devrait baisser de  $2\,415\ 10^9\text{pi}^3$  en 1997 à  $2\,250\ 10^9\text{pi}^3$  en 2005, un recul moyen de 1 % par année. Depuis trois ans, la production de la région baisse de 3,5 % par année. Les ajouts aux réserves prouvées représentaient en moyenne seulement 75 % de la production pour la période de 1994 à 1996, et l'on doute que la région puisse maintenir son niveau de production actuel.

**Figure 30 : Activité de location au large du Golfe**



#### ◆ Rocheuses américaines

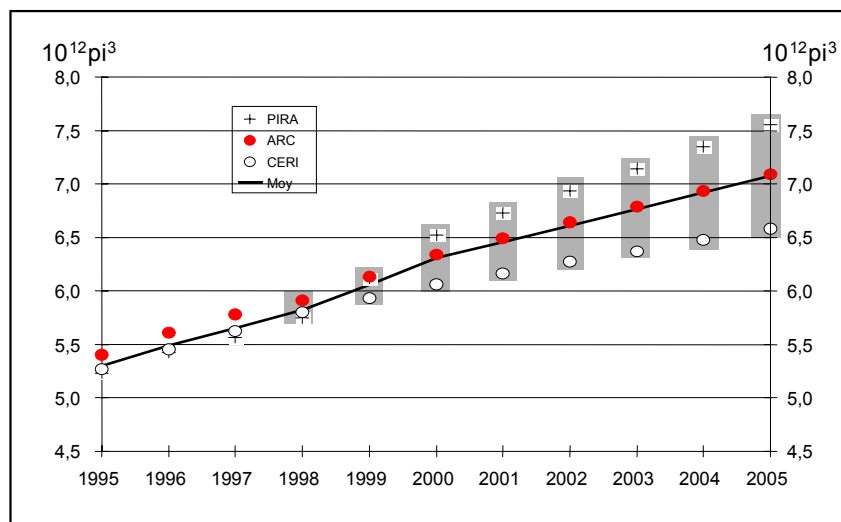
La région des Rocheuses américaines devrait accroître sa production de  $2\,864\ 10^9\text{pi}^3$  en 1997 à  $3\,488\ 10^9\text{pi}^3$  en 2005, ce qui représente une croissance annuelle moyenne de 2,5 %. Cette production additionnelle exigera une expansion de la capacité de sortie des gazoducs. La majeure partie de la capacité requise fait déjà l'objet de propositions ou est en construction.

Nos perspectives de production

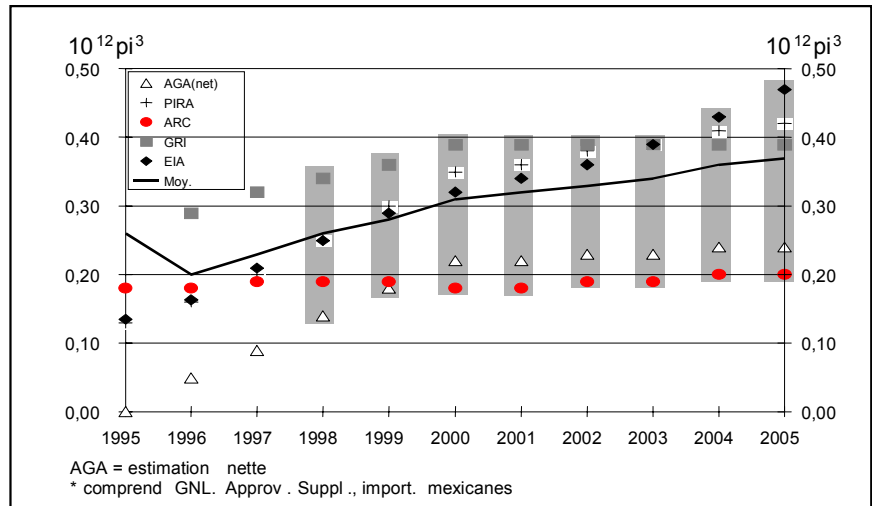
optimistes pour les Rocheuses reposent notamment sur l'ampleur des réserves prouvées établies dans la région.

Contrairement à d'autres régions, qui produisent de 10 % à 17 % de leurs réserves prouvées de gaz chaque année, les Rocheuses en produisent actuellement seulement 7,5 %. Il est donc possible de relever la production simplement en exploitant plus intensivement des réserves déjà découvertes.

**Figure 31 : Prévisions de la production canadienne**



**Figure 32 : Importations américaines de GNL\***



**◇ Autres approvisionnements américains**

Nous estimons que les autres sources d'approvisionnement américaines (États ayant une production de faible envergure comme l'Alaska, la Californie, le Michigan, New York, etc.) contribueront pour 1 926 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> à l'offre nord-américaine d'ici 2005, soit 250 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> de plus qu'en 1997.

**◇ Production canadienne**

Nous prévoyons que la production canadienne passera de 5 513 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> en 1997 à 6 941 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> en 2005, une croissance annuelle moyenne de 3 % identique à celle des trois dernières années.

La figure 31 illustre les prévisions de PIRA, CERI et ARC Financial pour la production de gaz canadienne. La moyenne de ces trois prévisions correspond à peu près à nos estimations.

Il faudra une activité de forage considérable pour atteindre ce niveau de production. L'ONE estimait récemment<sup>5</sup> qu'il faudrait forer et relier au réseau de 3 500 à 4 000 puits de gaz canadiens chaque année pour compenser le déclin de la production et satisfaire la nouvelle demande. En 1997, on a foré 4 256 puits de gaz dans l'Ouest canadien. L'industrie semble donc en bonne voie d'atteindre la production prévue.

Comme dans la région des Rocheuses américaines, pour qu'il puisse y avoir une croissance notable de la production canadienne, il faut une expansion de la capacité des gazoducs, car la capacité de sortie actuelle est entièrement exploitée. Les projets d'expansion canadiens sont en construction ou en attente d'une autorisation réglementaire.

Au cours de la période couverte par les perspectives, la production devrait commencer dans le cadre du Sable Offshore Energy Project. Nous prévoyons que ce projet aboutira à une production annuelle de 143 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> d'ici 2005, répartie entre les marchés canadien et américain.

**◇ GNL et autres sources**

La figure 32 illustre diverses prévisions pour les importations de GNL, le gaz complémentaire<sup>6</sup> et les

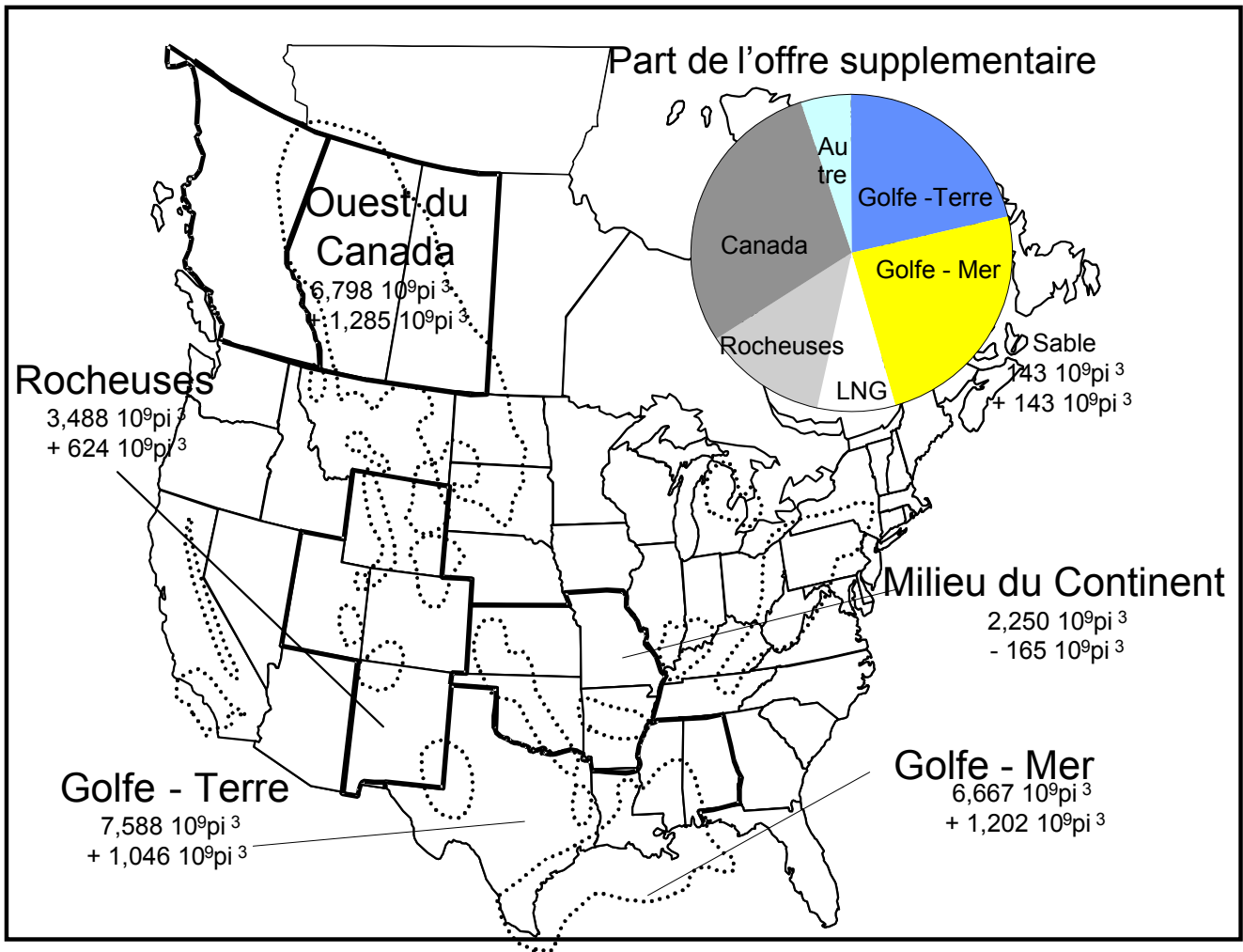
importations américaines de gaz mexicain. Les prévisions couvrent un large éventail de valeurs, allant de 200 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> à 470 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> d'ici 2005.

En ce qui nous concerne, nous avons présumé que les GNL et les autres sources d'approvisionnement des É.-U. représenteraient 370 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup> d'ici 2005 (soit la moyenne des prévisions). La plupart des prévisionnistes s'attendent à une hausse des exportations de GNL algérien vers les É.-U., car l'Algérie a terminé à la fin de l'an dernier des rénovations de ses usines de liquéfaction. Ces travaux avaient entraîné une baisse des exportations de GNL vers les É.-U. ces dernières années.

<sup>5</sup> Réponses des producteurs à l'évolution des conditions du marché, juin 1997

<sup>6</sup> Le gaz complémentaire comprend le gaz de gazéification du charbon, les mélanges air-propane, etc.

Figure 33 : Offre nord-américaine de gaz additionnelle





**Perspectives jusqu'en 2005**  
**Capacité des gazoducs et flux de gaz**

# Perspectives jusqu'en 2005

## Capacité des gazoducs et flux de gaz

----- CONTENU DE LA SECTION -----

◊ Perspectives	◊ Région du Golfe et milieu du continent
◊ Rocheuses américaines	◊ Ouest
◊ Canada	◊ Nord-Est
◊ Midwest	◊ Est du Canada
◊ Sud-Atlantique	

### ◊ Perspectives

La figure 34 illustre nos estimations des variations de flux de gaz d'ici l'an 2005, compte tenu de nos perspectives de changement touchant l'offre et la demande par région. Le tableau 10 présente des calculs détaillés concernant ces flux.

### ◊ Région du Golfe et milieu du continent

Nous prévoyons une importante augmentation des flux de gaz sortant de la région du Golfe située aux É.-U. Cette prévision est fondée sur la combinaison prévue d'une forte croissance de l'offre et d'un accroissement seulement modéré de la demande.

D'après nos prévisions, la production totale pour la région du Golfe (zones terrestre et extracôtière) grimpera à  $14\,255\ 10^9\text{pi}^3$ , tandis que la

demande augmentera jusqu'à  $6\,160\ 10^9\text{pi}^3$ . Ainsi, les flux nets à la sortie du Golfe passeront de  $6\,637\ 10^9\text{pi}^3$  en 1997 à  $8\,095\ 10^9\text{pi}^3$  en 2005, soit une hausse de  $1\,458\ 10^9\text{pi}^3$ .

La plus grande partie de ces flux sortants accrus servira à satisfaire la croissance de la demande des États du Sud-Atlantique voisins (du Maryland à la Floride), où la demande devrait atteindre un total de  $530\ 10^9\text{pi}^3$  au cours de la période. En raison de l'avantage que lui confère le coût du transport, la région du Golfe continuera de répondre à toute la demande des États du Sud-Atlantique. Ces flux sortants accrus compenseront aussi la baisse des flux à la sortie du milieu du continent, ce qui permettra d'absorber  $347\ 10^9\text{pi}^3$  de l'excédent de gaz provenant du Golfe.

Il restera quand même une production de  $581\ 10^9\text{pi}^3$  de gaz par année ( $1\,592\ 10^6\text{pi}^3/\text{j}$ ) dans la région du Golfe qu'il faudra écouler sur d'autres marchés. Ce gaz sera probablement commercialisé dans l'Ouest, le Midwest et le Nord-Est des É.-U., où il fera concurrence au gaz provenant du Canada et des Rocheuses américaines.

Des flux accrus à la sortie du Golfe entraîneront une plus grande utilisation de la capacité des gazoducs vers l'Ouest, le Midwest et le Nord-Est des É.-U.

En général, la région du Golfe est bien desservie par la capacité actuelle des gazoducs. Toutefois une nouvelle capacité de sortie du Golfe peut être nécessaire pour permettre aux producteurs de viser des marchés choisis. Plusieurs ajouts de capacité sur les

**Tableau 10 : Flux de gaz en Amérique du Nord prévus en 2005**

Régions d'approvisionnement	Production 2005 $10^9\text{pi}^3$	Demande 2005 $10^9\text{pi}^3$	Flux sortants nets 2005 $10^9\text{pi}^3$	Flux sortants nets 1997 $10^9\text{pi}^3$	Différence $10^9\text{pi}^3$	Variation en %
Côte Golfe	14 255	6 160	8 095	6 637	1 458	22
Milieu du continent	2 250	1 462	788	1 135	-347	-31
Rocheuses américaines	3 488	701	2 787	2 274	513	23
Ouest du Canada	6 798	1 686	5 112	4 131	981	24
Régions de demande			Demande 1997 $10^9\text{pi}^3$	Demande 2005 $10^9\text{pi}^3$	Différence $10^9\text{pi}^3$	Variation en %
Ouest			3 113	2 427	686	28,3
Midwest			5 271	4 539	732	16,1
Nord-Est			3 597	3 062	535	17,5
Sud Atlantique			2 335	1 797	538	29,9
Est du Canada			1 503	1 280	223	17,4

gazoducs allant du Golfe vers le Sud-Atlantique ont été proposés, tout comme un important projet d'expansion vers le Nord-Est (projet Line 500 de Tennessee).

**◇ Rocheuses américaines**

Comme l'indique le tableau 10, une production et des exportations nettes supérieures sont également prévues. Le flux sortant additionnel de  $513 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$  sera absorbé dans l'Ouest, le Midwest et le Nord-Est des É.-U.

**◇ Canada**

Une augmentation marquée des exportations de gaz canadien vers les É.-U. est prévue. Nous estimons que pendant la période 1997-2005, les exportations de gaz canadien vers les É.-U. augmenteront de  $855 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ; soit une quantité

additionnelle de  $66 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$  vers l'Ouest, de  $606 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$  vers le Midwest, et de  $183 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$  vers le Nord-Est.

Les flux de gaz annuels de l'Ouest du Canada vers l'Est du Canada augmenteront aussi, d'environ  $200 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ .

**◇ Ouest des É.-U.**

Une forte croissance de la demande ( $678 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ) est prévue pour la région de l'Ouest des É.-U. En ce qui concerne l'approvisionnement de ce gaz, de légères améliorations des facteurs de charge des gazoducs acheminant le gaz canadien et celui des Rocheuses vers la région, pourraient être réalisées. Il existe aussi encore une importante capacité de gazoduc entre la côte du Golfe américaine et l'Ouest. Une bonne partie de cette capacité

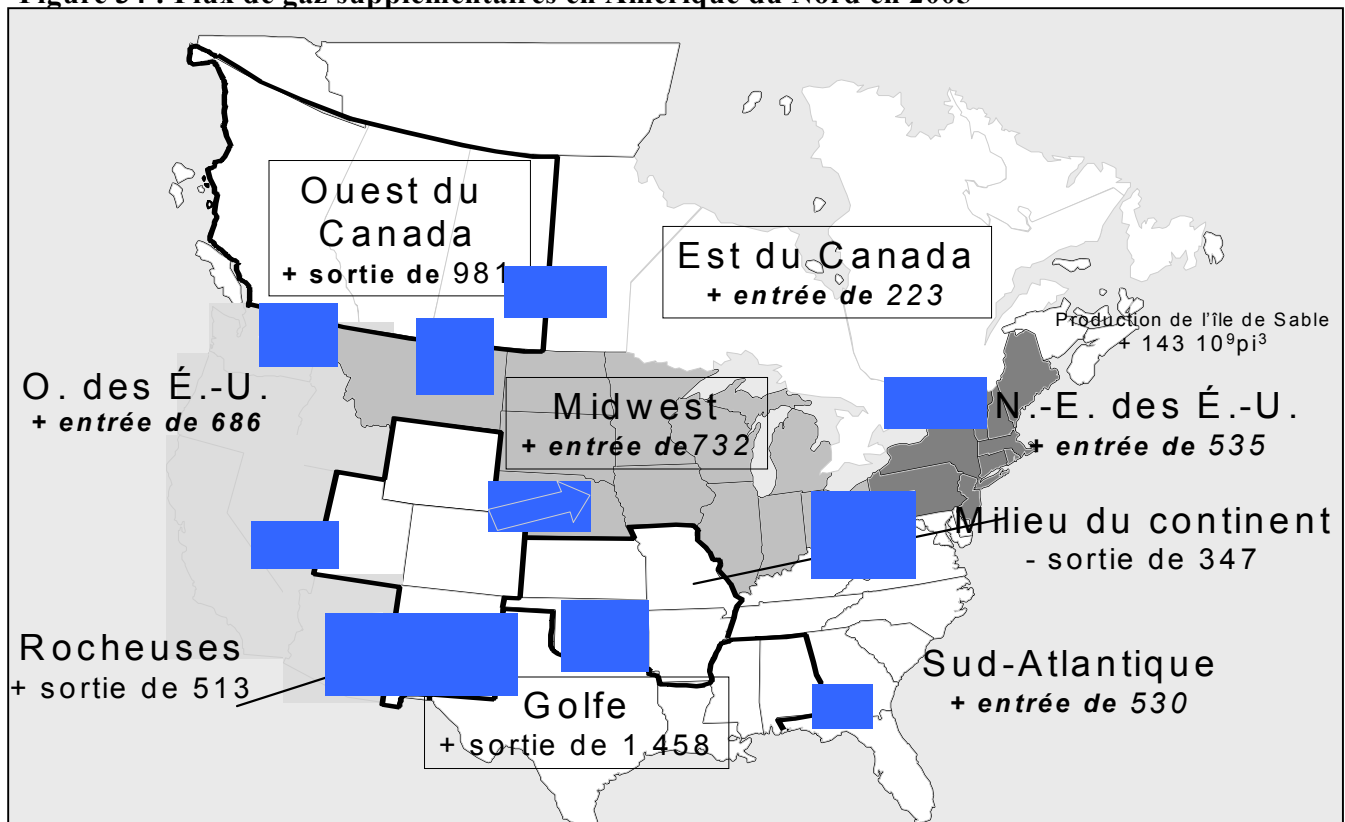
est soit inutilisée, soit utilisée pour acheminer le gaz d'ouest en est, des Rocheuses jusqu'à la région du Golfe. Ce flux pourrait être inversé (de nouveau).

Toutefois, étant donné que les producteurs de la côte du Golfe peuvent décider de viser d'autres marchés que l'Ouest des É.-U., des ajouts de capacité sur les gazoducs sortant de l'Ouest du Canada et des Rocheuses peuvent être nécessaires si la croissance de la demande prévue se concrétise dans l'Ouest des É.-U.

**◇ Midwest américain**

Le Midwest dispose actuellement d'un surplus de canalisations. Par conséquent, les gazoducs de la région du Golfe, le fournisseur marginal

**Figure 34 : Flux de gaz supplémentaires en Amérique du Nord en 2005**



de la région, ne sont pas exploités à pleine capacité chaque mois.

Il est probable que cette situation s'intensifiera dans l'avenir étant donné que la capacité additionnelle totale de gazoduc proposée au Midwest ( $800 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$  par année en provenance du Canada seulement) dépasse la croissance prévue du marché du Midwest ( $732 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$  selon nos perspectives). En contrepartie, la capacité de gazoduc du Midwest jusqu'au Nord-Ouest permettra au gaz de passer par le Midwest pour être acheminé vers le Nord-Est.

La capacité de gazoduc utilisée dépendra des facteurs suivants : 1) le prix dans les régions d'approvisionnement relativement aux prix dans les régions qui constituent des marchés; 2) le coût du transport par les gazoducs appropriés vers les marchés 3) la nature des contrats gazoduc/expéditeur.

Par exemple, lorsque le prix dans le Midwest dépasse le prix d'une région d'approvisionnement, plus le coût *marginal* de l'acheminement du gaz par gazoduc depuis la région d'approvisionnement jusqu'au Midwest, il devient alors profitable de transporter le gaz jusqu'au Midwest, ce qui permet d'utiliser la capacité de gazoducs. Il faut signaler que les coûts irrécupérables (c.-à-d. les frais liés à la demande pour la capacité de gazoduc visée par contrat pour une longue période) ne sont généralement

pas pris en compte dans la décision d'utiliser la capacité de gazoduc.

Si le prix dans le Midwest est *inférieur* au prix de la région d'approvisionnement plus le coût d'acheminement jusqu'au Midwest, il est alors préférable pour le producteur ou le négociant de gaz de vendre le gaz dans la région d'approvisionnement, ce qui laisse inutilisée la capacité de gazoduc vers le Midwest.

Ainsi, les écarts de prix entre les diverses régions d'approvisionnement et les divers marchés sont importants, tout comme le sont les coûts de transport sur les différents trajets.

La majeure partie de la capacité des gazoducs depuis le Canada jusqu'au Midwest fait l'objet de contrats à long terme avec des frais liés à la demande.

En bref, la mesure dans laquelle on utilisera la capacité des gazoducs dépendra surtout de l'approvisionnement. La région d'approvisionnement qui est capable d'accroître la production aux prix les plus bas aura tendance à utiliser pleinement la capacité de ses gazoducs pour desservir les marchés.

#### ◇ Nord-Est des É.-U.

Étant donné le nombre de projets de gazoducs proposés dans le Nord-Est des É.-U., on y trouvera probablement une trop forte capacité de transport. Encore une fois, le choix des canalisations qui ne seront pas utilisées dépend de la

concurrence entre les réservoirs d'approvisionnement.

Les réservoirs capables de fournir le gaz au prix à la livraison le plus faible utiliseront la capacité de leurs gazoducs vers le Nord-Est.

#### ◇ Sud-Atlantique

Le marché du Sud-Atlantique est en pleine croissance et des gazoducs seront construits pour répondre à la demande. Actuellement, la région reçoit tout son approvisionnement de la région du Golfe et cette situation devrait persister.

#### ◇ Est du Canada

L'Est du Canada a l'habitude de s'approvisionner principalement dans l'Ouest du Canada. L'Est du Canada n'a importé que  $44 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$  des É.-U. en 1997.

La majeure partie de la capacité de gazoduc depuis l'Ouest du Canada jusqu'à l'Est du Canada est réservée, par le biais de contrats à long terme, par des intérêts de l'Est du Canada. Ces contrats prévoient le paiement de frais fixes à l'égard des gazoducs. Ces coûts fixes élevés inciteront l'Est du Canada à continuer d'acheter son gaz dans l'Ouest du Canada.

Nous estimons que toute la demande de l'Est du Canada en 2005 sera comblée par la production Canadienne (y compris une certaine production en mer découlant du projet de l'île de Sable).

**Perspectives jusqu'en 2005**  
**Prix du gaz naturel**

# Perspectives jusqu'en 2005

## Prix du gaz naturel

----- CONTENU DE LA SECTION -----

- ◇ Contexte des prix
- ◇ Prix historiques du gaz au Canada
- ◇ Prévisions des spécialistes : Prix du gaz américain
- ◇ Prévisions des spécialistes : Prix du gaz canadien
- ◇ Ouest américain
- ◇ Nord-Est
- ◇ Conclusions
- ◇ Prix historiques du gaz aux É.-U.
- ◇ Perspectives des prix du gaz
- ◇ Perspectives des prix canadiens
- ◇ Prix régionaux
- ◇ Midwest
- ◇ Est du Canada

### ◇ Contexte des prix

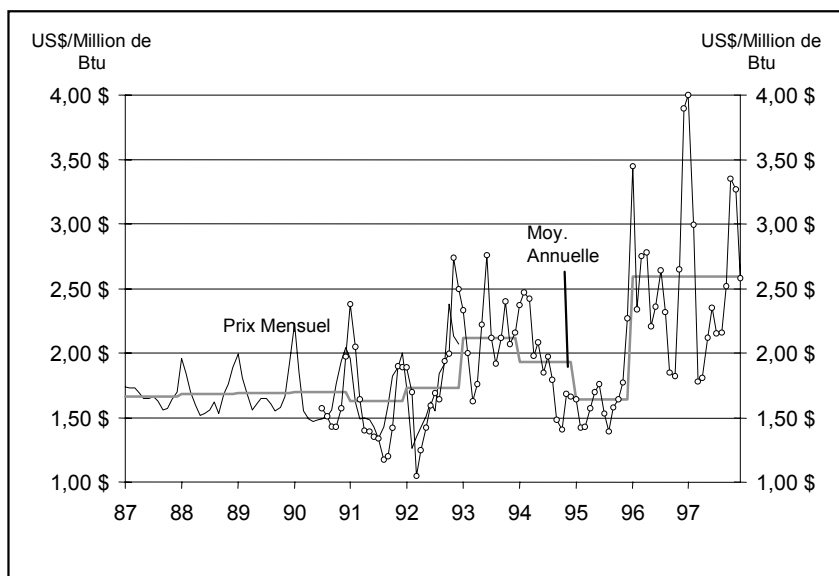
Le Golfe, le milieu du continent, le Midwest, le Nord-Est et le Sud-Atlantique constituent un vaste secteur géographique dont la capacité des gazoducs s'est bien intégrée depuis une décennie, avec des prix liés. Dans ce secteur, les prix étaient les plus élevés aux endroits les plus éloignés des sources d'approvisionnement, et les moins élevés dans les bassins d'approvisionnement. Les écarts entre les prix reflétaient les coûts du transport par gazoduc. Comme le Golfe constitue le plus important fournisseur du secteur, le prix du gaz du Golfe a constitué la référence.

### ◇ Prix historiques du gaz aux É.-U.

La figure 35 illustre les prix mensuels du gaz aux États-Unis (moyenne à la tête des puits jusqu'en 1991, prix NYMEX pour la côte du Golfe ensuite).

L'examen de toute la période de 1987 à 1997 révèle une instabilité considérable des prix. Le prix mensuel le plus bas était légèrement supérieur à 1,00 \$US/million de Btu, tandis que le maximum a grimpé jusqu'à 4,00 \$US/million de Btu au cours de la période. On peut cependant diviser la période en deux phases distinctes.

**Figure 35 : Prix du gaz aux États-Unis**



De 1987 à 1992, les prix moyens annuels ont varié dans une fourchette relativement étroite, de 1,63 à 1,73 \$US/million de Btu. Les réserves prouvées et les capacités de production excédentaires accumulées pendant l'époque de la réglementation permettaient de satisfaire une demande croissante sans exercer d'importantes pressions à la hausse sur les prix. Au Canada, l'excédent s'était accumulé parce que la réglementation des exportations exigeait d'importantes réserves. Aux É.-U., l'accumulation s'expliquait par une politique de prix incitatifs et par les crédits d'impôt prévus à l'article 29 pour le méthane d'origine

houillère et le gaz des formations étanches. La deuxième phase, amorcée en 1993, se poursuit toujours. Les prix du gaz ont été beaucoup plus instables, à cause d'une baisse des rapports réserves/production et du délai de réaction croissant de l'offre par rapport à l'évolution de la demande. Les prix annuels moyens du gaz ont oscillé entre 1,55 \$ en 1995 et 2,59 \$ en 1996 et 1997 (un écart de 1,04 \$US/million de Btu).

### ◇ Prix historiques du gaz au Canada

La figure 36 illustre les prix canadiens du gaz au cours des années antérieures, à Empréss (Alberta) pour les premières années, puis à AECO C (1993-1997).

Les prix du gaz ont été encore plus instables au Canada qu'aux É.-U. Les prix moyens annuels du prix du gaz canadien ont varié entre 0,83 \$US et 1,78 \$US/million de Btu, un écart de 0,95 \$US/million de Btu.

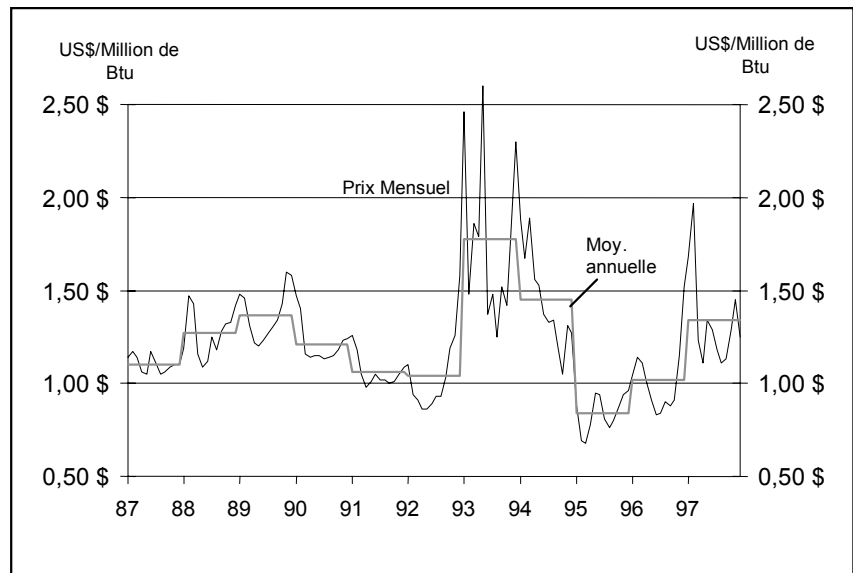
En 1993, les prix canadiens ont monté en flèche à cause de deux facteurs : la hausse des prix américains et les importants ajouts de capacité sur les gazoducs à la fin de 1992 et 1993 (Northern Border, Iroquois, PGT). La nouvelle capacité a permis à la demande auprès des producteurs canadiens d'égaliser la capacité de production, rétablissant la corrélation entre les marchés albertains et les marchés américains. Pendant une courte période, les prix du gaz canadien ont suivi les prix américains.

En 1995, la production canadienne a de nouveau dépassé la demande disponible (demande intérieure plus capacité de gazoduc à la sortie). Avec la concurrence sur le marché du gaz naturel, les prix canadiens ont chuté jusqu'à environ la moitié des niveaux de 1993.

**◇ Perspectives des prix du gaz**

Nous estimons que les prix nord-américains du gaz resteront très instables, à cause de l'énorme influence des conditions météorologiques sur la demande et les prix. Des écarts de prix de plus de 2 \$/million de Btu d'un mois à l'autre sont probablement attribuables au caractère saisonnier de la demande du gaz et au fait qu'il coûte très

**Figure 36 : Prix mensuels et prix moyens annuels du gaz au Canada**



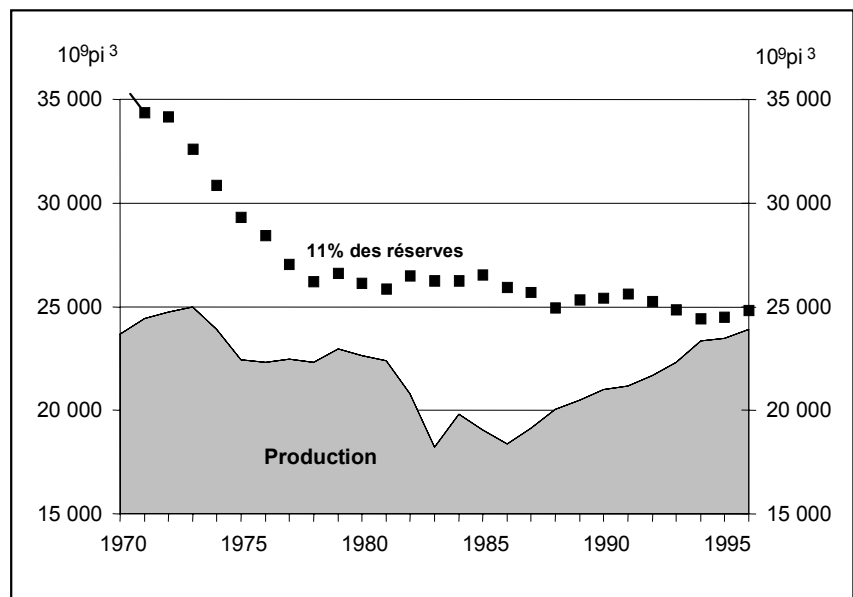
cher de satisfaire la demande de pointe avec du gaz stocké ou autre.

Ce qui importe plus à l'industrie du gaz, ce sont les tendances des prix moyens annuels du gaz. Pour le consommateur, des prix annuels du gaz plus élevés peuvent l'inciter à se tourner vers le mazout. Pour les fournisseurs, des prix annuels du gaz moins élevés peuvent entraîner une réduction des budgets d'exploration et de

mise en valeur.

L'instabilité se manifestera aussi probablement d'une année à l'autre. Les différences dans les conditions météorologiques d'une année à l'autre et le délai entre une hausse de la demande et la capacité d'y répondre par une production accrue provoquent des instabilités de prix en amont. L'instabilité en aval survient lors d'une chute de la demande, car les producteurs hésitent alors à réduire leur

**Figure 37 : Utilisation des réserves, É.-U. et Canada**



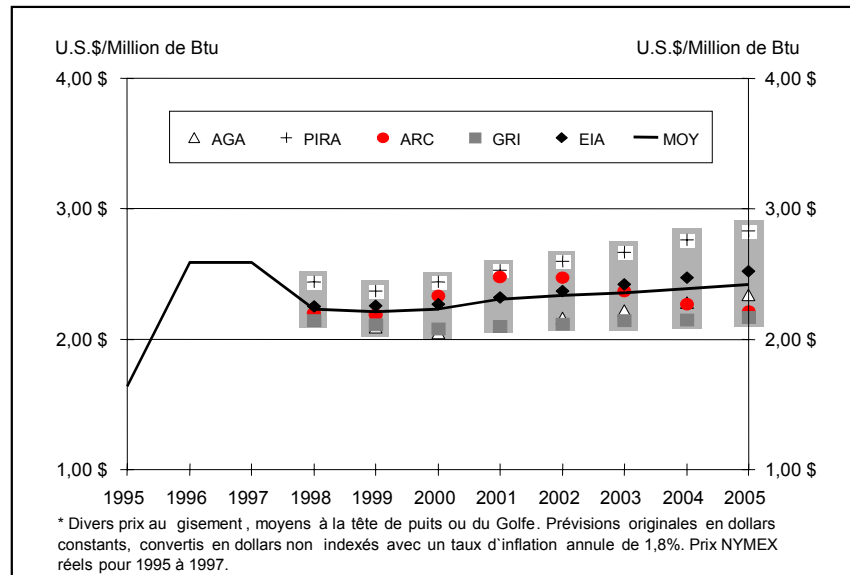
capacité de production et à ralentir leurs programmes de forage.

Cependant, même si nous estimons que les prix resteront instables, nous ne croyons pas que les prix américains du gaz retomberont aux niveaux extrêmement bas de 1995. Les grandes réserves et les excédents de capacité de production hérités de l'époque de la réglementation sont maintenant épuisés. La croissance de la demande de gaz a maintenant dépassé l'aptitude des régions productrices à exploiter rapidement de nouveaux approvisionnements.

On peut constater cet équilibre plus serré de l'offre et de la demande en comparant les réserves prouvées et la production nord-américaines (Canada et États-Unis continentaux moins l'Alaska). La figure 37 illustre la production de gaz nord-américaine de 1970 à 1996. Une autre ligne représente 11 % des réserves prouvées nord-américaines au cours de cette période. Les réserves prouvées sont des volumes de gaz dans des réservoirs découverts que l'on estime économiquement récupérables dans le contexte actuel.

Le taux maximal de mise en production des réserves prouvées ne fait pas l'unanimité. Nous avons choisi un taux de 11 % pour notre comparaison. Les forages horizontaux ou multilatéraux dans les réservoirs peuvent relever le taux de production de

**Figure 38 : Prévisions du prix du gaz américain**



gaz par unité de réserves. Quel que soit le taux maximal, les producteurs nord-américains ne s'en sont jamais autant rapprochés. Les stratégies des producteurs ont également mené à des taux élevés d'épuisement des puits. Un taux d'épuisement élevé réduit la durée d'une période d'offre excédentaire. La marge de manoeuvre a diminué du côté de la production, ce qui devrait empêcher les prix de tomber sous les frais de découverte et de mise en valeur des producteurs pour une période prolongée.

**◇ Prévisions des spécialistes : Prix du gaz américain**

La figure 38 illustre les prévisions de divers spécialistes concernant les prix américains à la tête de puits, en dollars non indexés. Ces prévisions portent sur les prix de la côte du Golfe ou les prix américains moyens à la tête de puits. Les prévisions sont indicatives des prix du gaz dans la plupart des régions des É.-U., car ces prix sont liés à ceux du Golfe.

La moyenne de ces prévisions n'indique aucune croissance réelle des prix de 1997 à 2005. La fourchette de prix pour 2005 s'étale de 2,17 \$ à 2,83 \$/million de Btu, pour une moyenne de 2,41 \$. Les prix américains actuels du gaz dépassent légèrement ce niveau (prix NYMEX moyen de 2,59 \$ en 1997).

Du fait des facteurs d'instabilité inhérents aux marchés du gaz actuels, la fourchette de prix établie par ces cinq prévisionnistes pourrait ne pas correspondre à la fourchette réelle des futurs prix.

Récemment, le bas prix actuel du pétrole a influencé à la baisse les prix du gaz, car une partie de la demande de gaz peut être comblée par le pétrole.

**◇ Perspectives des prix canadiens**

Devant l'envergure des projets d'expansion des réseaux de gazoducs, la question principale est d'établir si la croissance de l'offre suffira à alimenter cette nouvelle capacité de transport



et quelle sera la dynamique des prix au Canada par la suite.

Ce genre de situation a des précédents. En 1992-1993, une capacité additionnelle d'environ  $2 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  a été mise en service dans l'Ouest canadien. L'offre de gaz de l'Ouest canadien s'est resserrée par rapport à la capacité de sortie et les prix canadiens ont doublé, s'alignant temporairement sur les prix du grand marché nord-américain (Midwest, Nord-Est des É.-U. et côte du Golfe). Ce contexte a stimulé des niveaux de forage élevés au Canada (5 000 puits en 1994), qui ont accru l'offre et ramené les prix à un niveau plus bas.

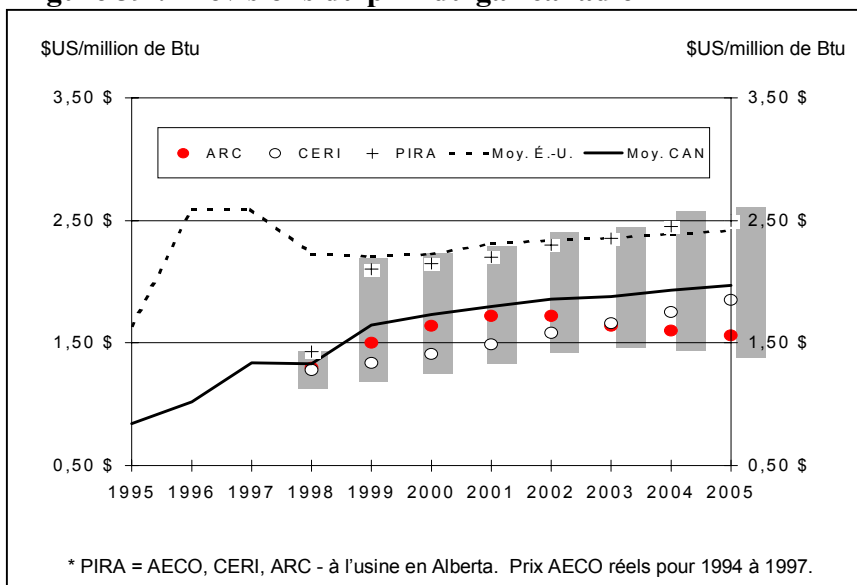
Nous prévoyons une nouvelle période de corrélation entre les prix canadiens et américains, à cause des importants ajouts de capacité sur les gazoducs qui s'effectueront probablement au cours des prochaines années. Les prix canadiens (AECO) devraient se hisser vers le niveau des prix américains. Les prix AECO devraient cependant rester inférieurs aux prix américains, à cause du coût du transport par gazoduc vers les marchés américains.

Il reste aussi à établir si l'offre canadienne dépassera encore la capacité de sortie. Cette fois, cela se produirait probablement moins brusquement, car les réservoirs canadiens sont maintenant exploités avec des taux d'extraction et d'épuisement sans précédent.

**◇ Prévisions des spécialistes :  
Prix du gaz canadien**

La figure 39 illustre les prévisions de prix canadiens de

**Figure 39 : Prévisions du prix du gaz canadien**



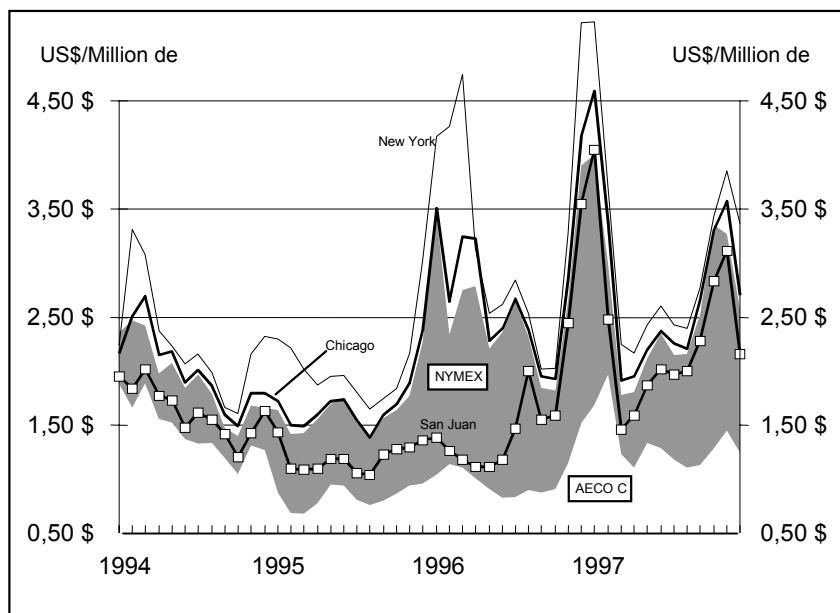
plusieurs spécialistes. Ces prévisions portent sur les prix moyens à la sortie d'usine en Alberta, en dollars US non indexés par million de Btu.

En contraste avec les prévisions des prix du gaz américain, on prévoit une croissance annuelle de 5 % des prix du gaz canadien, découlant du réalignement sur les marchés

américains.

Il convient de souligner qu'il existe deux catégories de prix pour le gaz canadien : i) le prix du marché canadien (p. ex. prix AECO) et ii) le prix obtenu pour du gaz canadien vendu sur d'autres marchés, aux prix de ces marchés. Les prix à l'exportation dépendent des prix américains, tandis que les prix

**Figure 40 : Prix régionaux historiques du gaz**



de vente sur le marché intérieur dépendent du prix du marché en Alberta (ou en Colombie-Britannique).

Près de la moitié des ventes de gaz canadien s'effectuent dans les régions de production canadiennes et leur prix s'établit à ces endroits, tandis que le reste des ventes s'effectue dans les marchés américains en aval.

Afin de pouvoir comparer ces deux types de prix, les frais de transport par gazoduc sont soustraits du prix du gaz obtenu sur les marchés d'exportation. Cette opération produit un *prix selon les rentrées nettes en Alberta* pour les producteurs, que l'on peut alors comparer au prix du gaz vendu en Alberta.

Selon les spécialistes, les prix canadiens augmenteront dans une plus forte proportion que le prix selon les rentrées nettes des ventes aux É.-U., car les prix américains devraient rester stables.

#### ◇ Prix régionaux

Le solide couplage historique des prix sur les marchés régionaux américains est illustré par la figure 40. Il n'y a que le marché canadien (prix AECO) qui ne suit pas les autres, à cause de la pénurie de liaisons par gazoduc. La grande région englobant le Golfe, le Centre, le Midwest, le Nord-Est et l'Ouest devrait maintenir sa forte intégration. Les prix dans cette grande région devraient se suivre, les différences découlant principalement des variations dans les frais de transport par gazoduc.

#### ◇ Ouest américain

Les prix du réservoir de San Juan (qui fait partie de notre région de production des Rocheuses) déterminent les prix de l'Ouest américain. Le réservoir de San Juan est le fournisseur marginal de la région de demande de l'Ouest américain.

Le réservoir de San Juan manquait de capacité sur ses gazoducs en 1995 et les prix étaient alors bien inférieurs à ceux de la côte du Golfe. Les prix se sont réalignés sur ceux de la région du Golfe en 1996, à cause d'une baisse de la production de San Juan. Actuellement, la capacité des gazoducs de San Juan vers d'autres régions suffit à acheminer toute la production de la région, ce qui maintient le lien entre les prix locaux et ceux du Golfe.

La baisse de la production du méthane d'origine houillère dans le réservoir de San Juan jouera en faveur du maintien de cette situation. Toutefois, d'autres régions des Rocheuses présentent un potentiel de production plus élevée. Les prix de San Juan pourraient à nouveau se dissocier de ceux du Golfe si cet approvisionnement arrive en quantité suffisante au réservoir de San Juan pour surpasser la capacité de sortie des gazoducs.

#### ◇ Midwest américain

Les prix du Midwest suivent ceux de la région du Golfe. Nous estimons que  $2\,700\ 10^6\text{pi}^3/\text{j}$  de gaz, en moyenne, sont acheminés du Midwest vers le Golfe. Plusieurs grands projets d'ajout de capacité sur les gazoducs

allant des Rocheuses et de l'Ouest canadien vers le Midwest sont en cours de planification. Toutefois, le gaz supplémentaire total qui irait de ces régions vers le Midwest ne suffira probablement pas à remplacer complètement les approvisionnements du Golfe, et les prix du Midwest devraient conserver une solide corrélation avec ceux de la côte du Golfe.

#### ◇ Nord-Est des É.-U.

Les prix du Nord-Est sont eux aussi liés à ceux de la région du Golfe. On prévoit aménager une capacité additionnelle de  $690\ 10^6\text{pi}^3/\text{j}$  du Canada vers le Midwest. Cela ne suffira cependant pas à éliminer la dépendance du Nord-Est à l'endroit des approvisionnements du Golfe et les prix de la région devraient toujours être déterminés par ceux du Golfe.

#### ◇ Est du Canada

Comme on l'expliquait précédemment, le gaz destiné aux marchés de l'Est canadien est acheté en Alberta. Le prix de l'Est canadien correspond en gros aux prix de l'Alberta plus les frais de transport. Cette pratique persistera. Par conséquent, comme les prix de la région productrice de l'Ouest canadien augmenteront du fait de leur réalignement sur les marchés américains, cet effet se fera également sentir dans l'Est du Canada.

#### ◇ Conclusions

Des différences subsisteront entre les prix des différentes régions d'exportation des É.-U. (plus élevés dans les régions plus éloignées des approvisionnements), mais

nous prévoyons que les *rentrées nettes* de toutes les régions (y compris les régions intérieures) commenceront à s'équivaloir à mesure que l'on augmentera la capacité des gazoducs.

Globalement, les prévisionnistes ne s'attendent qu'à une faible croissance des prix américains. À cause des liens plus étroits qui s'établissent entre les marchés

canadiens et américains, les prix canadiens devraient augmenter.

*( page en blanc )*

**Perspectives jusqu'en 2005**  
**Prévisions des exportations canadiennes et des ventes intérieures**

# Perspectives jusqu'en 2005 : Prévisions des exportations canadiennes et des ventes intérieures

----- CONTENU DE LA SECTION -----

◇ Ventes de gaz canadien

◇ Méthode de prévision des exportations

◇ Ajout de capacité

◇ Hypothèses relatives au facteur de charge

◇ Comparaison des prévisions des exportations

## ◇ Ventes de gaz canadien

Le gaz canadien est vendu sur les marchés intérieurs et d'exportation.

L'approvisionnement canadien satisfait essentiellement toute la demande intérieure. Les ventes à l'exportation sont surtout déterminées par la capacité des gazoducs d'exportation. Bien que les exportations varient mensuellement et annuellement, la presque totalité de la capacité des gazoducs d'exportation est généralement utilisée pour le transport des flux d'exportation.

Au cours des cinq dernières années, la capacité des gazoducs d'exportation a augmenté de façon appréciable

et cette capacité additionnelle est aujourd'hui pleinement utilisée. Les gazoducs reliant les producteurs canadiens aux marchés des É.-U. et de l'Est du Canada ont été utilisés à des facteurs de charge supérieurs à 90 % au cours de 1997. Depuis 1985, le schéma est resté le même dans l'industrie canadienne du gaz : la production augmente jusqu'à ce que la capacité des gazoducs soit pleinement utilisée ; à ce moment-là, les écarts de prix et de rentrées nettes envoient le signal que des ajouts de capacité sont nécessaires.

## ◇ Méthode de prévision des exportations

Notre méthode d'estimation des

ventes de gaz canadien sur les marchés d'exportation est principalement fondée sur la capacité des gazoducs. Nous estimons les accroissements de la capacité pour la période 1997-2005 en fonction d'une évaluation des plans d'expansion des sociétés pipelières. Nous obtenons ainsi une prévision de la capacité des gazoducs vers chaque région d'exportation, tel qu'indiqué dans le tableau 11.

Auparavant, nous pouvions compter sur le régime de réglementation pour nous indiquer clairement les probabilités de réalisation d'un projet. Si les promoteurs avaient présenté une demande à

**Tableau 11 : Capacité d'exportation des gazoducs**

	1996		1997		1998		1999		2000		2001 - 2005	
	Capacité de Fin d'année	Augmentation	Capacité de Fin d'année	Augmentation	Capacité de Fin d'année	Augmentation	Capacité de Fin d'année	Augmentation	Capacité de Fin d'année	Augmentation	Capacité de Fin d'année	
<b>Ouest des É.-U.</b>												
Huntingdon/Westcoast:												
Northwest Pipeline	1 045		1 045		1 045		1 045		1 045		1 045	
Utilisateurs particuliers	380		380		380		380		380		380	
Kingsgate	2 518		2 518	64	2 582		2 582		2 582		2 582	
<b>Total Ouest des É.U.</b>	<b>3 943</b>		<b>3 943</b>	<b>64</b>	<b>4 007</b>		<b>4 007</b>		<b>4 007</b>		<b>4 007</b>	
<b>Midwest</b>												
Monchy	1 500		1 500	690	2 190		2 190		2 190		2 190	
Emerson	1 140	56	1 196	122	1 318		1 318		1 318		1 318	
Nouveaux projets/Alliance								1 325	1 325		1 325	
Divers	230		230	49	279		279		279		279	
<b>Total Midwest</b>	<b>2 870</b>	<b>56</b>	<b>2 926</b>	<b>861</b>	<b>3 787</b>		<b>3 787</b>	<b>1 325</b>	<b>5 112</b>		<b>5 112</b>	
<b>Nord-Est</b>												
Iroquois	819	25	844		844		844		844		844	
Niagara Falls	827	39	866	39	905		905		905		905	
Chippawa	200	48	248	3	251		251		251		251	
St. Stephen (Île de Sable)					0	467	467		467		467	
E. Hereford (PNGTS)				152	152	58	210		210		210	
Cornwall	62		62		62		62		62		62	
Napierville	56		56		56		56		56		56	
Phillipsburg	40		40	2	42		42		42		42	
Highwater	31		31	-31	0		0		0		0	
<b>Total Nord-Est des É.-U.</b>	<b>2 035</b>	<b>112</b>	<b>2 147</b>	<b>165</b>	<b>2 312</b>	<b>525</b>	<b>2 837</b>	<b>0</b>	<b>2 837</b>	<b>0</b>	<b>2 837</b>	
<b>Capacité totale (exportation)</b>	<b>8 848</b>	<b>168</b>	<b>9 016</b>	<b>1 090</b>	<b>10 106</b>	<b>525</b>	<b>10 631</b>	<b>1 325</b>	<b>11 956</b>	<b>0</b>	<b>11 956</b>	

Nota: La capacité de fin d'année en millions de pi<sup>3</sup>/j correspond aux volumes quotidiens contractuels approximatifs pouvant être livrés le dernier jour de l'année.

L'augmentation annuelle de la capacité se termine généralement au début de l'année contractuelle. (1er nov.).

on annuel

l'ONE ou à la FERC, nous l'incluons dans nos prévisions. Cependant, l'ONE permet maintenant de produire *une demande préliminaire*, ce qui ne comporte pas le même niveau d'engagement que la production d'une demande complète. En outre, on a aussi assisté récemment à la présentation de projets multiples qui semblent viser les mêmes clients. Cette situation accroît aussi l'incertitude quant à la capacité finale qui sera installée. Nous utilisons encore le processus de réglementation comme référence, mais l'élaboration des prévisions de la capacité fait désormais plus appel au jugement.

Nous calculons alors les exportations vers chaque région en prenant en compte divers facteurs dont : les exportations antérieures à chaque point frontalier; le facteur de charge pour chaque point de passage frontalier de gazoduc; les perspectives de demande sur le marché d'exportation concerné; les autres sources d'approvisionnement pour le marché visé; les perspectives de production de ces autres sources; les prix du gaz naturel et les écarts de prix entre les réservoirs canadiens, le marché d'exportation et les autres sources d'approvisionnement, ainsi que d'autres facteurs. Nos prévisions sont indiquées au tableau 12 et à la figure 41.

Notre méthode s'est avérée concluante au cours des huit dernières années pour ce qui est de la prévision des exportations. La plupart des ajouts de capacité ont comporté de longs délais et les demandes

après des organismes de réglementation ont été présentées des années avant la construction des installations. Cela nous a permis de prévoir les capacités ainsi que les exportations.

En règle générale, nos prévisions des exportations ont été légèrement inférieures aux niveaux réels. Deux raisons expliquent cet écart : certains ajouts de capacité ont été réalisés à bref délai de préavis et les capacités de gazoduc existantes ont été utilisées à des facteurs de charge plus élevés que ceux prévus.

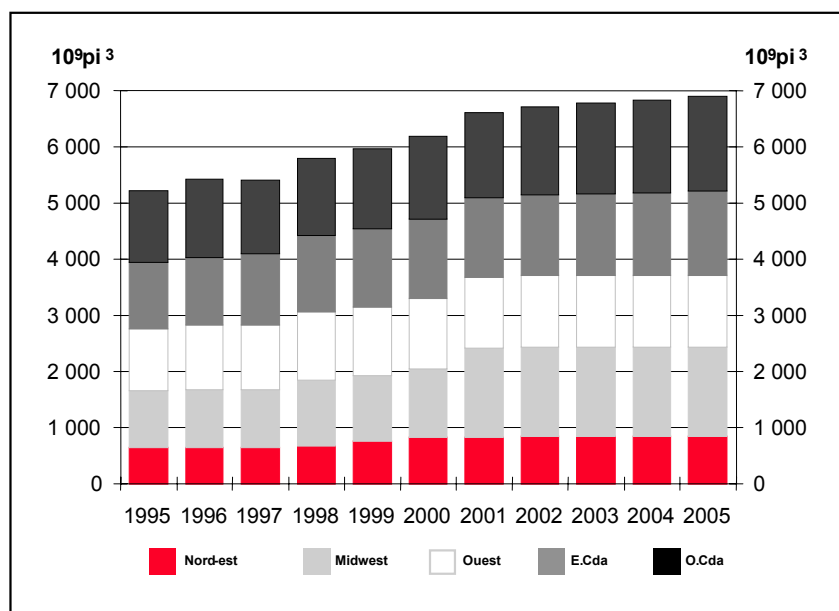
Pour les gazoducs desservant le marché canadien, l'intervalle entre une demande auprès des organismes de réglementation et la construction des installations n'est pas aussi long que pour les gazoducs d'exportation. De plus, les approvisionnements canadiens ont généralement accaparé tout le marché canadien. C'est

pourquoi nous n'avons pas tenté de prévoir la capacité des gazoducs des régions productrices canadiennes vers les marchés canadiens. Nous avons plutôt supposé que les ventes de gaz canadien sur les marchés canadiens seraient égales à la demande canadienne prévue. Nous avons utilisé une moyenne de trois prévisions de spécialistes pour nos perspectives de la demande canadienne (voir page 41 pour plus de détails).

#### ◆ Ajouts de capacité

En 1998, le projet Foothills-Northern Border ajoutera la plus importante nouvelle capacité de transport, soit  $690 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ , pour acheminer le gaz canadien vers le Midwest des É.-U. La construction des installations devrait être terminée d'ici le 1<sup>er</sup> novembre 1998. Le deuxième projet d'expansion en importance est celui de la société TCPL, qui ajoutera  $416 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$  en 1998, en

**Figure 41 : Prévisions des ventes de gaz naturel par région**



majeure partie vers les marchés d'exportation.

En 1999, les gazoducs reliant les installations au large de l'île de Sable aux marchés des Maritimes et du Nord-Est des É.-U. ( $457 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$ ) devraient être terminés.

Enfin, le dernier projet d'expansion important est celui d'Alliance Pipeline qui prévoit l'ajout d'une capacité de  $1\,325 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$  pour l'acheminement du gaz de l'Ouest du Canada vers le Midwest des É.-U. Récemment, les promoteurs du projet ont estimé que le gazoduc serait en service vers la fin de l'an 2000. Nous n'avons procédé à aucune estimation d'ajout de capacité au-delà de l'an 2000. Il faudra établir si la production de l'Ouest du Canada est suffisante pour justifier des projets additionnels dans un avenir prévisible.

À partir de nos prévisions de capacité des gazoducs, nous pouvons maintenant estimer les exportations. Ces prévisions sont indiquées au tableau 12. Selon nous, les exportations de gaz naturel devraient atteindre au total  $3,75 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$  d'ici 2005.

#### ◇ Hypothèses relatives au facteur de charge

Nous avons estimé que les facteurs de charge liés à la capacité d'exportation vers l'Ouest des É.-U. passeraient de 84 % en 1997 à 87 % en 2005. Aucune demande d'ajout important de capacité n'a actuellement été présentée mais l'on prévoit une nouvelle demande considérable dans l'Ouest des É.-U., ce qui devrait se traduire par des facteurs de

charge plus élevés sur les gazoducs allant du Canada vers les É.-U.

Une nouvelle capacité de grande envergure est ajoutée aux installations du Midwest, capacité qui dépasse la croissance prévue de la demande. Nous prévoyons que les facteurs de charge sur les gazoducs d'exportation canadiens passeront de 98 % en 1997 à 89 % en 2005.

Bien que nous ayions prévu des facteurs de charge inférieurs, ces derniers demeureront élevés par rapport à la norme nord-américaine. Notre point de vue est fondé sur le fait que la majeure partie de la capacité canadienne d'exportation vers le Midwest est réservée dans le cadre de contrats à long terme, en vertu desquels les expéditeurs doivent payer des frais relatifs à la demande. Selon nous, ce type d'arrangement encouragera les expéditeurs à utiliser leur capacité.

Il faudrait que les prix de

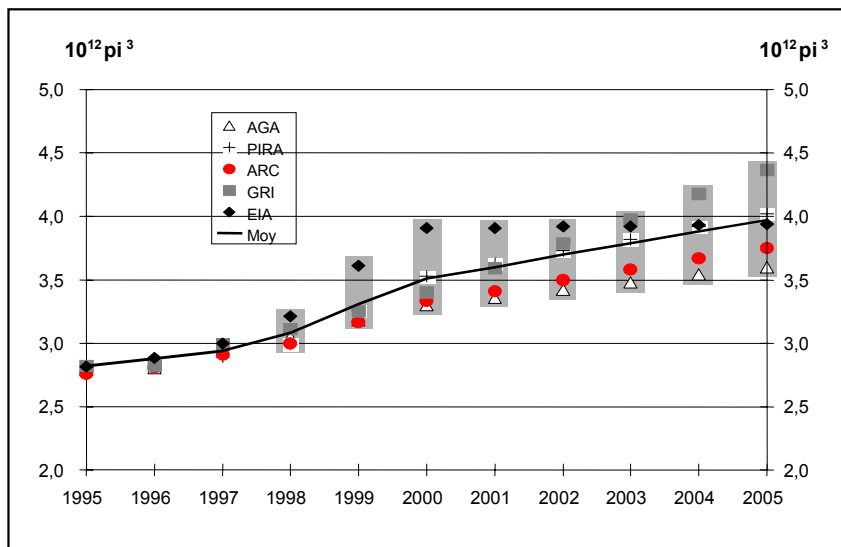
l'Alberta grimpent pour atteindre (presque) les prix du Midwest avant que les expéditeurs cessent d'utiliser leur capacité.

L'expérience du Canada en ce qui a trait à d'importants ajouts de capacité sur les gazoducs de sortie au cours de 1992-1993 est aussi pertinente. Bien que les prix du gaz en Alberta aient brièvement rejoint ceux du marché américain, les facteurs de charge sur les gazoducs d'exportation sont demeurés relativement élevés.

En revanche, le pourcentage de capacité interruptible ou libérée est plus élevé dans les couloirs de gazoducs des réservoirs américains jusqu'au Midwest. Les expéditeurs sont alors beaucoup moins enclins à acheminer du gaz. Il faudrait que les prix dans le Midwest soient au moins égaux aux prix dans le bassin américain de production, plus le coût de la capacité interruptible ou libérée.

En résumé, nous prévoyons que les gazoducs allant des régions

**Figure 42 : Prévisions des exportations canadiennes**





de production américaines vers le Midwest seront moins utilisés que les gazoducs venant du Canada.

En ce qui concerne la capacité d'exportation vers le Nord-Est, la situation sera similaire. Les facteurs de charge devraient baisser de 88 % à 81 %.

Compte tenu des ventes sur le marché intérieur, la production canadienne totale devrait atteindre  $6,9 \times 10^{12} \text{pi}^3$  d'ici 2005.

#### **◇ Comparaison des prévisions des exportations**

Nos prévisions des exportations ( $3,75 \times 10^{12} \text{pi}^3$ ) se comparent à celles d'autres organismes. Un échantillonnage de ces prévisions est illustré à la figure 42. La moyenne de ces prévisions s'établit à  $3,9 \times 10^{12} \text{pi}^3$  d'exportations canadiennes vers les É.-U. d'ici 2005.

*( Page en blanc )*

## **Mise à jour concernant la réglementation**

# Mise à jour concernant la réglementation

----- CONTENU DE LA SECTION -----

◇ Évolution de la réglementation des gazoducs au Canada

◇ Évolution de la réglementation des gazoducs aux É.-U.

◇ Gaz et électricité

◇ Évolution de la distribution du gaz

## ◆ Évolution de la réglementation des gazoducs au Canada

### ◇ Droits liés aux gazoducs en Alberta

Selon la structure tarifaire de la société NOVA, les droits à l'égard de n'importe quelle distance en Alberta consistaient en un taux unique dit « timbre-poste ». Ce taux était relativement élevé (26 cents par  $10^3\text{pi}^3$  pour le gaz exporté depuis la province) en raison de la production considérable acheminée sur de longues distances depuis le Nord de l'Alberta.

Durant les audiences relatives aux taux de NOVA qui ont eu lieu en janvier 1996, certains producteurs transportant du gaz sur de courtes distances étaient d'avis qu'ils subventionnaient les producteurs transportant du gaz sur de longues distances. L'Alberta Energy and Utilities Board (AEUB) a examiné la pertinence de fonder les droits sur la distance dans le cas de NOVA, mais a finalement décidé de conserver le taux dit « timbre-poste ».

Par conséquent, certains producteurs ont conçu des projets de dérivation afin d'éviter les droits élevés de NOVA. Des dériviatives courtes peuvent être installées et financées au moyen de droits beaucoup moins élevés que les

droits dits « timbre-poste » de NOVA.

Le gazoduc Palliser comptait parmi ces projets. La société Palliser semblait bien décidée à aller de l'avant avec son projet et NOVA a donc choisi de négocier un taux de transport inférieur avec les promoteurs du projet Palliser, pour que ces derniers demeurent clients du réseau NOVA.

En janvier 1997, NOVA a présenté à l'AEUB une demande en vue d'établir un taux de fidélité pour les promoteurs du projet Palliser en échange de l'annulation par ces derniers de leur projet. L'AEUB a convenu qu'un taux inférieur était nécessaire pour que les promoteurs Palliser demeurent clients du réseau NOVA et a approuvé un taux de 15,5 cents par  $10^3\text{pi}^3$  pour les promoteurs Palliser. Le taux de fidélité est entré en vigueur en janvier 1998. NOVA a alors connu un manque à gagner. Ce manque à gagner sera assumé par NOVA (25 %) et le reste des expéditeurs assujettis aux droits dits « timbre-poste » (75 %). Par conséquent, le taux dit « timbre-poste » a grimpé à 26,7 cents par  $10^3\text{pi}^3$ .

On compte donc maintenant deux zones de droits dits « timbre-poste » en Alberta.

Toutefois, la question de la nouvelle conception des droits de la société NOVA sera de nouveau soulevée à l'occasion de débats futurs sur les taux réglementaires.

Des négociations entre NOVA et les producteurs, en vue d'une nouvelle conception des droits, ont eu lieu dans le cadre d'un processus de règlement dirigé par l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP). La fusion de NOVA et TransCanada PipeLines Ltd (TCPL) pourrait entraîner des changements aux droits de NOVA. Enfin, en avril 1998, NOVA a présenté à l'AEUB une demande visant l'établissement d'une nouvelle structure de droits selon laquelle les droits entre divers points en Alberta tiendraient compte du coût de la prestation du service entre ces points.

### ◇ Règlement relatif aux taux incitatifs de la société Westcoast

La société Westcoast offre des services de collecte, de traitement et de transport pour les producteurs et d'autres clients en Colombie-Britannique. Le 20 mai 1997, Westcoast a produit une demande de droits relative à un règlement pluriannuel de droits incitatifs avec ses expéditeurs.

L'Office national de l'énergie (ONE) a approuvé un règlement négocié de cinq ans, fondé sur des taux incitatifs, ou une méthode de détermination des droits, pour la période allant de 1997 à 2001 inclusivement. Pour ce qui est des services de collecte et de traitement, les expéditeurs ont la possibilité de conclure un contrat pour le paiement de droits prédéterminés pendant une, trois ou cinq années, plus des frais supplémentaires qui sont indexés mensuellement en fonction des prix du gaz, principalement à Sumas (Washington). Pour la durée de cinq ans, les droits seront inférieurs à ceux de la période de trois ans qui sont aussi inférieurs à ceux visés par un contrat d'une année. La quantité totale du service contractuel pour les périodes de cinq et de trois ans est limitée respectivement à 50 p. 100 et 25 p. 100 de la capacité contractuelle actuelle.

Les droits de base pour la collecte et le traitement reflètent une réduction du taux de rendement des capitaux propres admissible de cinq points de pourcentage. Westcoast pourrait recouvrer les recettes associées à cette réduction grâce aux frais supplémentaires indexés en fonction du prix du gaz. Les frais supplémentaires commencent à s'appliquer lorsque le prix du gaz mensuel coté atteint 1,35 \$US/million de Btu et ces frais plafonnent à 0,115 \$US/million de Btu lorsque le prix du gaz s'établit à 2,00 \$US/million de Btu.

Quant aux services de transport, les expéditeurs peuvent opter pour des droits prédéterminés pendant une période de cinq ans (option A). Sinon, les expéditeurs peuvent choisir des droits établis en fonction des coûts actuels de la société Westcoast et des niveaux contractuels (option B). La détermination des droits de l'option B comporte aussi un élément incitatif qui permet à Westcoast et aux expéditeurs de partager les avantages des économies de coûts et qui encourage Westcoast à produire de nouvelles recettes.

Les droits visés par la demande pour 1997 représentent une augmentation par rapport à 1996 allant de 4 p. 100 à 15 p. 100, selon les périodes et les options choisies, à l'exclusion de l'incidence des décisions de l'ONE sur le recouvrement des dépenses pour deux projets d'ajout de capacité et des frais supplémentaires indexés en fonction du prix du gaz.

Le règlement de mai prévoit également que, d'ici la fin de la période d'application (c.-à-d. après 2001), la société Westcoast et les expéditeurs négocieraient librement des ententes axées sur les conditions du marché, de sorte qu'une formule de règlement fondée sur les plaintes, à formalités limitées, conviendrait à la situation. En janvier 1998, Westcoast et les intervenants concernés ont signé un accord qui sera présenté à l'ONE pour son approbation, établissant les principes de cette nouvelle démarche réglementaire.

#### ◊ **Renouvellements de contrats et politique d'expansion de TCPL**

Dans une lettre à l'ONE en date du 4 juillet 1997, la société TCPL a fait savoir qu'elle souhaitait apporter des changements à son tarif de transport en ce qui concerne les droits de renouvellement, et a demandé que cette question soit étudiée dans le cadre de l'audience écrite RH-1-97 de l'ONE. Le 13 juin 1997, l'ONE ajoutait une deuxième phase à l'audience afin d'étudier les droits de renouvellement de contrat. Après une demande par l'ACPP, l'ONE a aussi ajouté la politique d'expansion de TCPL à la liste des questions à examiner au cours de l'audience.

Le régime actuel encourage les expéditeurs à renouveler leur contrat de capacité pour une année à l'expiration de leur contrat à long terme. Les expéditeurs doivent informer TCPL de leur intention de renouveler leur contrat à long terme six mois avant la date d'expiration de ce contrat, tandis que la période minimale de renouvellement d'un contrat à long terme est d'un an. La plupart des expéditeurs renouvellent leur contrat tous les six mois pour une période d'un an. Par conséquent, la durée des contrats passés entre TCPL et ses expéditeurs est en moyenne de plus en plus courte. Pendant ce temps, TCPL reçoit aussi des demandes d'augmentation de capacité. La construction de gazoduc par TCPL peut s'échelonner jusqu'à 12 mois et

la durée de la construction d'un compresseur peut atteindre 18 mois. Ces échéanciers créent un risque de construction excédentaire, ce qui réduit la souplesse financière de TCPL et peut aussi entraîner une augmentation des droits.

TCPL a tenté à deux reprises (sans succès) depuis 1988 de réviser sa politique de renouvellement de contrat. Au cours de l'audience RH-1-97, TCPL a proposé que la période actuelle de préavis de six mois pour le renouvellement des contrats et que la durée minimale d'un an pour les contrats de transport garanti soient remplacés par une période de préavis d'un an pour le renouvellement et une durée minimale de deux ans pour les contrats garantis de transport.

TCPL est d'avis que la période de préavis proposée et la durée minimale des contrats garantis lui donneraient plus de temps pour réagir et pour gérer la capacité retournée, soit par une adaptation des plans de construction ou par une nouvelle commercialisation de la capacité existante. Ces changements contribueraient aussi à réduire les risques pour TCPL.

En ce qui concerne les exigences de TCPL en matière d'expansion, à savoir que les expéditeurs prônant un ajout de capacité doivent fournir des preuves concernant les conditions du marché et l'approvisionnement, TCPL favorise une politique souple,

spécialement axée sur les besoins du marché. Avant de procéder à un ajout de capacité, il convient de s'assurer que l'approvisionnement excédentaire est suffisant et que le marché sera toujours en mesure d'absorber cette capacité additionnelle.

En septembre 1997, l'ONE a reporté cette audience *sine die* jusqu'à ce qu'une ouverture se présente dans son calendrier.

#### **◇ Aide financière aux intervenants pour les audiences relatives aux gazoducs canadiens**

Le projet de loi C-229 (la *Loi sur l'aide financière aux intervenants*), était parrainé par John Finlay, député du Parlement du Canada. En vertu de ce projet de loi, tous les ministères, conseils et organismes fédéraux qui approuvent des projets (y compris l'ONE) auraient fourni une aide financière aux intervenants d'intérêt public. Le coût des interventions aurait été assumé par les promoteurs des projets. Avec l'annonce de l'élection fédérale en avril 1997, ce projet de loi est mort au feuillet.

En avril 1997, l'Association canadienne des pipelines de ressources énergétiques (ACPRE) a présenté des recommandations à l'ONE concernant l'amélioration du processus actuel de préavis public pour régler la question de l'aide financière aux

intervenants et éliminer le besoin du projet de loi C-229. La série de recommandations comprenait 13 améliorations volontaires, y compris un mécanisme de médiation pour régler les questions de gazoducs et de propriétaires terriens laissées en suspens après le processus de préavis public.

L'ACPRE a recommandé que l'ONE modifie ses lignes directrices concernant les exigences de production ou qu'il formule une politique endossant le mécanisme de médiation. L'ACPRE a aussi demandé que l'ONE se renseigne sur l'efficacité du mécanisme de médiation et qu'il fasse rapport à cet égard publiquement après une période de deux ans.

En octobre 1997, l'ONE a demandé des commentaires publics au sujet de la proposition de l'ACPRE. L'ONE a indiqué qu'il étudierait la proposition de l'ACPRE suite à la réception de ces commentaires. Le 22 janvier 1998, l'ONE a annoncé qu'il avait modifié ses exigences de dépôt concernant les demandes de gazoducs afin d'incorporer la médiation de litiges dans le processus de préavis public.

La décision de l'ONE devrait contribuer à régler les points en litige entre les propriétaires terriens et les sociétés de gazoducs. L'ONE étudiera l'efficacité du processus dans deux ans.

## ◆ Évolution de la réglementation des gazoducs aux É.-U.

---

### ◇ Accord relatif au gaz de Pacific Gas & Electric (PG&E)

La California Public Utilities Commission (CPUC) a approuvé l'accord relatif au gaz de Pacific Gas & Electric (PG&E) le 1<sup>er</sup> août 1997. L'accord relatif au gaz est un règlement entre des intérêts canadiens et américains qui a réglé de nombreux points en litige relatifs à l'établissement du prix du gaz naturel et des droits de transport du gaz à l'intérieur de la Californie. L'accord relatif au gaz sépare aussi les fonctions de transport par gazoduc, de distribution du gaz et de commercialisation du gaz de PG&E.

PG&E est la principale société de gazoduc et le plus important distributeur dans le Nord de la Californie. Elle est réglementée par la CPUC. La majeure partie de son approvisionnement en gaz provient du Canada et est acheminée par le gazoduc de la société Pacific Gas Transmission (PGT), propriété de PG&E (voir la carte à la figure 43).

Les problèmes réglés par l'accord relatif au gaz remontaient à longtemps, et découlaient de la restructuration du marché du gaz en Californie, amorcée en 1991. Jusqu'à cette date, le gaz canadien était acheminé en Californie en vertu d'une seule chaîne de contrats d'approvisionnement à long terme. Les utilisateurs ultimes

passaient un contrat avec PG&E pour recevoir du gaz; PG&E passait à son tour un contrat avec PGT, et PGT signait un contrat avec le syndicat gazier canadien Alberta and Southern (A&S).

En vertu de la déréglementation fédérale américaine du marché du gaz vers la fin des années 1980, la société de gazoducs (c.-à-d. PGT) devait maintenir ouvert l'accès aux gazoducs pour le transport du gaz et elle a commencé à se retirer de la prestation d'un service regroupé d'achat et de livraison du gaz. La CPUC souhaitait encourager la présence d'un grand nombre d'acheteurs et de vendeurs sur le marché du gaz en Californie, ces derniers n'ayant recours à PGT et PG&E que pour le transport du gaz. En vue de réaliser cet objectif, la CPUC a tenté sans succès en 1991 de mettre fin aux contrats d'approvisionnement d'A&S sans indemniser les producteurs canadiens pour la résiliation des contrats. En 1993, un règlement est intervenu, mettant fin aux contrats à long terme en échange d'une indemnisation pour les producteurs. Toutefois, ce règlement n'a pas apporté de solutions aux questions de l'établissement de prix équitables du gaz et des droits relatifs à PG&E.

À l'heure actuelle, PGT livre le gaz canadien à PG&E à la frontière de la Californie et de l'Oregon. Le gaz est ensuite livré à l'intérieur de la Californie par les canalisations

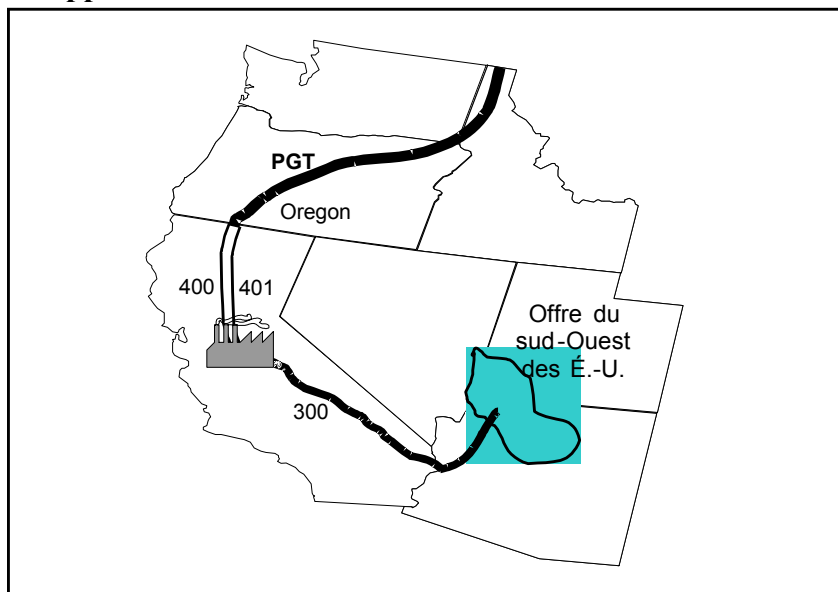
doubles PG&E 400 et 401. La canalisation 401, construite en 1993, comporte des droits plus élevés que la canalisation 400 plus ancienne. PGT a également effectué un ajout de capacité en 1993.

PG&E possède aussi la canalisation 300, qui achemine en Californie du gaz du Sud-Ouest. Ce gaz constitue l'approvisionnement marginal, et sert donc à établir le prix du marché du gaz en Californie. Le « prix du marché » en Californie est le prix du gaz du Sud-Ouest des É.-U., plus le coût du transport de ce gaz vers la Californie par la canalisation 300.

Les producteurs canadiens vendent du gaz au terminus de PGT à la frontière Californie-Oregon, à titre de preneurs de prix. Le prix qu'ils peuvent demander correspond au prix du marché de la Californie, moins le transport de la frontière jusqu'à l'intérieur de la Californie par la canalisation 400 ou 401 de PG&E. Comme cette dernière est propriétaire de PGT et de trois canalisations en Californie (400, 401 et 300), elle se trouvait dans une situation d'abus possible de position dominante sur le marché.

Ainsi, en exigeant des tarifs inférieurs pour la canalisation 300, PG&E pourrait réduire le prix du marché de la Californie et réduire les rentrées nettes pour les producteurs canadiens. Inversement, en maintenant des

**Figure 43 : Gazoducs de Californie \*\*  
Approvisionnement du Sud-Ouest américain**



tarifs élevés pour la canalisation 300 (ce qui favoriserait les producteurs canadiens en rendant le gaz du Sud-Ouest des É.-U. plus dispendieux), puis en obligeant les expéditeurs (par l'interdiction de transfert et d'autres mesures approuvées par la CPUC) à utiliser la canalisation 401, PG&E pourrait accroître ses recettes et s'assurer d'un recouvrement complet et facile de ses frais de construction de l'ajout de capacité sur le gazoduc de PGT et de la canalisation 401. Le caractère raisonnable de la décision de PG&E de construire la canalisation 401 et l'opportunité de lui permettre de recouvrer les frais de construction de cette canalisation figuraient aussi parmi les questions abordées lors de la négociation de l'accord relatif au gaz.

L'accord relatif au gaz a réglé toutes ces questions et il a reçu l'appui de la plupart des intéressés (soit PG&E, les producteurs canadiens, les acheteurs de gaz de Californie et les producteurs du Sud-Ouest des É.-U.) Le règlement approuvé : 1) établira les tarifs pour les canalisations 400, 401 et 300, en égalisant ceux des canalisations 400 et 401 pour la plupart des expéditeurs; 2) permettra aux expéditeurs de choisir entre les canalisations 400 ou 401 (fin de l'interdiction de transfert); 3) obligera les actionnaires de PG&E à absorber certains coûts contestés ou à en assumer le risque; 4) obligera PG&E à réduire les taux de la

canalisation 300 du même montant que d'éventuels escomptes pour les canalisations 400 ou 401; et 5) approuvera la construction de la canalisation 401 par PG&E.

**◇ Taux négociés et fondés sur le marché, et innovations en matière de taux**

Les sociétés de gazoducs incitent la FERC à prendre de nouvelles mesures pour rendre le marché du gaz naturel entièrement concurrentiel. L'intention est d'accroître la souplesse des services de gazoduc et des taux offerts, afin de satisfaire les besoins changeants des expéditeurs. L'ordonnance 636 de la FERC, adoptée en 1992, a entraîné des changements dans l'industrie des gazoducs et des pressions pour des changements plus poussés. Cette ordonnance

imposait des services regroupés, l'accès ouvert au service de transport et une conception des droits selon la

formule fixe-variable directe. Cinq ans plus tard, la restructuration de l'industrie se poursuit.

Le 31 janvier 1996, la FERC a publié un énoncé de politique sur de nouveaux mécanismes de conception des taux (RM96-6). Par la même occasion, elle a produit une réglementation provisoire (RM96-7) et sollicité les commentaires sur les modalités de service négocié offertes par les gazoducs intéressés. La Commission est disposée à accepter le dépôt de taux négociés intégrés à des tarifs de gazoduc, mais elle n'est pas encore prête à accepter des modalités de service négociées.



La FERC étudie les productions de taux négociés cas par cas. Leur caractère acceptable est assujéti à un critère concernant le pouvoir de marché. Les demandeurs doivent définir le marché et démontrer que l'on y offre des produits de remplacement compétitifs. Ils doivent aussi démontrer que les clients ont accès à des produits de remplacement compétitifs à l'intérieur du marché géographique dans lequel est offert le service.

Après avoir établi qu'il affronte une concurrence réelle, le demandeur doit aussi établir qu'il n'est pas en position dominante du fait de sa part du marché. Le gazoduc doit aussi offrir un taux de recours à tout expéditeur qui choisit de ne pas utiliser un taux négocié. L'expéditeur doit simplement proposer un équivalent au taux de recours pour exercer un droit de préemption au renouvellement du contrat. Les expéditeurs qui ne font pas appel au taux de recours ne doivent pas être désavantagés par rapport aux expéditeurs qui ont des taux négociés (p. ex., dans des situations qui peuvent exiger une allocation de capacité).

La FERC a accueilli les commentaires sur les modalités négociées au cours de 1996. Les 29 et 30 mai 1997, elle a tenu une conférence technique au cours de laquelle les membres de l'industrie et d'autres parties intéressées ont présenté à la Commission les questions qu'ils estiment cruciales pour l'évolution des marchés du gaz naturel. La

question des modalités négociées a occupé une place de premier plan tant dans les présentations écrites à la conférence que dans les témoignages devant les commissaires.

L'Interstate Natural Gas Association of America (INGAA), qui compte parmi ses membres beaucoup des importantes sociétés de transport interétats, a défini comme priorité pour 1998 l'acceptation par la FERC des modalités négociées. L'INGAA avance qu'au cours des cinq prochaines années, les sociétés de gazoduc pourraient devoir recommercialiser jusqu'à 47 % de la capacité existante. L'Association est d'avis que la conception des tarifs classiques partait du principe que les expéditeurs seraient principalement des sociétés de distribution locales (SDL). Toutefois, la composition de la clientèle des gazoducs a depuis changé radicalement et les profils de charge des gazoducs ont connu une diversification considérable.

Le débat sur les modalités négociées repose sur le besoin de souplesse dans les services de gazoduc offerts, par opposition au risque que les sociétés de gazoduc exploitent une position dominante sur le marché pour exercer une discrimination parmi des catégories de clients. La FERC n'a pas encore décidé de mesures réglementaires à ce sujet. Le personnel de la Commission a rédigé un document de travail complet sur les questions de

réglementation du gaz. Les éventuelles mesures qu'adoptera la Commission en ce qui a trait aux modalités négociées de service seront probablement liées aux réactions des commissaires à l'égard de ce document.

Les exploitants de gazoducs au large des côtes, en particulier, travaillent à la conception de nouvelles formules de droits pour les expéditeurs, par exemple le service «souple-garanti» de la Sea Robin Pipeline Company. Les expéditeurs conviennent d'affecter des réserves au gazoduc pour leur durée de production. En échange, les expéditeurs paient un taux volumétrique (sans droits liés à la demande), en autant qu'ils maintiennent des débits à 80 % de leur volume contractuel maximum quotidien. De nouveaux gazoducs en eau profonde construits par les sociétés Shell, Destin Pipeline Company, Garden Banks, Nautilus et Discovery Gas Transmission appliquent également cette formule.

#### **◇ Capacité retournée et capacité libérée**

L'ordonnance 636 a eu comme effet non seulement de modifier la manière d'utiliser la capacité des gazoducs, mais aussi la nature des membres de l'industrie qui ont besoin de cette capacité. Ces changements ont abouti à deux phénomènes connexes, la *capacité retournée* et la *capacité libérée*. La capacité retournée se crée lorsqu'un expéditeur ne renouvelle pas

une partie ou l'ensemble de la capacité contractuelle à l'expiration des contrats de capacité. La capacité libérée désigne la revente d'une capacité de gazoduc encore assujettie à un contrat. Le problème pour l'industrie et les autorités réglementaires fédérales consiste à assurer la réallocation de la capacité d'une manière économiquement efficace.

Le phénomène de la capacité retournée préoccupe les exploitants de gazoducs, car ils pourraient devoir commercialiser à nouveaux d'importants blocs de capacité en vertu de durées contractuelles beaucoup plus courtes. Entre le 1<sup>er</sup> avril 1997 et le 31 décembre 2001, 40 % des contrats de capacité interÉtats arriveront à expiration, et 67 % d'ici 2005. Dans une enquête de l'AGA réalisée en 1995 auprès de 75 SDL, 35 % des répondants estimaient que la capacité contractuelle resterait aux niveaux actuels, tandis que 45 % prévoient des réductions.

Une étude du National Regulatory Institute<sup>7</sup> prévoyait que la plus grande partie de la capacité interÉtats garantie arrivant à expiration serait renouvelée, mais pour des durées contractuelles plus courtes (habituellement cinq ans) et à des taux réduits. La plupart des SDL réduiraient

leur capacité contractuelle garantie, ce qui mènerait à une capacité excédentaire et à un recouvrement incomplet des investissements en immobilisations des gazoducs. Parmi les plus importants volumes récents de capacité retournée, on compte la réduction de capacité contractuelle de 457 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>/j accusée par la société Transwestern le 1<sup>er</sup> novembre 1996. Transwestern en est arrivée à un règlement affectant 70 % du coût de la capacité retournée au gazoduc et 30 % aux clients. La capacité expirée de la société El Paso a atteint un total de 1 500 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>/j entre le 1<sup>er</sup> janvier 1996 et le 1<sup>er</sup> janvier 1998. El Paso a d'abord tenté sans succès d'imposer des droits de sortie et de réaffecter les coûts de capacité retournée à ses clients restants, puis a conclu un règlement imputant 65 % des coûts aux actionnaires. Depuis, Natural Gas Clearinghouse a conclu avec El Paso un contrat de deux ans pour une capacité de 1 300 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>/j.

Une capacité se libère lorsqu'un intervenant du marché réalise que cette capacité n'a plus pour lui de valeur économique suffisante. Ce changement d'évaluation peut survenir à cause d'un changement structurel dans l'industrie (p. ex., un distributeur qui perd une charge de gaz industriel) ou à cause de fluctuations dans les différences de prix du gaz et dans les valeurs de capacité de gazoduc (p. ex., un négociant de gaz qui trouve un marché plus attrayant, ce qui fait qu'une capacité sur un autre marché

devient excédentaire et est libérée). Le marché secondaire pour la capacité permet d'établir des différences d'évaluation et de les régler au moyen de transactions.

#### ◇ FERC et marché secondaire

La FERC estime que le marché secondaire se compose de trois éléments : 1) capacité garantie à long terme libérée; 2) contrats de service garanti à court terme (moins d'un an), et 3) service interruptible. La FERC n'a pas encore décidé comment permettre un négoce complet de capacité sur le marché secondaire. Il reste deux questions à régler. La Commission doit établir un moyen quelconque de coordonner le traitement et la détermination du prix de services de gazoduc qui pourraient être presque interchangeables, comme le service interruptible, le service garanti à court terme et le service garanti libéré. Elle doit également réagir aux pressions croissantes en vue d'éliminer ou de modifier le plafond de prix qu'elle a imposé aux transactions sur le marché secondaire.

La FERC estime que le marché secondaire de capacité de gazoduc constitue une activité réglementée en vertu du Natural Gas Act. Une société de gazoduc qui offre une capacité garantie doit intégrer à son tarif un mécanisme permettant aux expéditeurs garantis de libérer une capacité auprès de la société pour revente selon une formule garantie. La société doit inscrire

<sup>7</sup> *Pipeline Capacity Turnback: Problems and Options*, octobre 1997.

les offres de libération et d'achat de capacité à son babillard électronique. L'expéditeur qui libère une capacité peut simplement l'offrir par appel d'offres ouvert, ou il peut traiter directement avec un expéditeur de remplacement. Dans les deux cas, l'offre de libérer une capacité doit être affichée<sup>8</sup>. La société de gazoduc doit accorder la capacité au plus haut soumissionnaire (mais la soumission la plus élevée ne peut dépasser le taux maximum réglementé, le plafond de prix). S'il n'y a pas de soumissions concurrentielles, ou si elles sont égales ou inférieures à l'offre de l'expéditeur de remplacement, ce dernier obtient la capacité.

Concrètement, la société de gazoduc gère le système de libération de capacité. De plus, à moins que la société de gazoduc n'en décide autrement, le contrat de l'expéditeur qui libère la capacité reste en vigueur. Le produit de toute entente de libération de capacité est simplement porté

---

<sup>8</sup>Cela s'applique si l'entente avec l'expéditeur de remplacement porte sur une période de plus de 31 jours, ou toute autre période si la capacité libérée se vend au taux maximum du tarif. Autrement, la société de gazoduc doit simplement afficher les détails de la transaction dans les 48 heures suivant le début de la transaction de libération.

au crédit des frais de réservation (ou frais liés à la demande) de l'expéditeur qui libère la capacité.

En 1996, le commissaire James Hoecker de la FERC (maintenant son président) soulignait que les marchés secondaires des télécommunications, des créneaux d'atterrissage des sociétés aériennes et des transitaires s'étaient établis avec une intervention réglementaire bien moins poussée que dans le cas de la capacité des gazoducs. Il signalait particulièrement l'exigence d'affichage et de soumission, ainsi que le plafond de prix parmi les restrictions commerciales imposées par la FERC, en se demandant si le plafond de prix ne devrait pas être remplacé par un plafond de recettes.

Le 31 juillet 1996, la FERC produisait un avis de réglementation proposée (RM96-14) pour réviser le régime de libération de capacité établi par l'ordonnance 636. Cet avis traitait de la suppression de toutes les exigences de soumission et du plafond de prix. La FERC proposait un programme pilote de libération de capacité sans plafond de prix. La Commission invitait les sociétés intéressées à participer à signaler leur intérêt avant le 30 août. Onze sociétés avaient demandé de participer, mais, en novembre, trois sociétés avaient été retenues pour un projet pilote sur le marché de Californie. Cependant, le projet pilote devait être annulé en février 1997, lorsque les participants

s'en sont retirés, évoquant les restrictions imposées au programme par la FERC.

Les questions de la libération de capacité et des marchés secondaires ont été soulevées lors de la conférence technique de la FERC en mai 1997, mais il n'y a pas eu beaucoup de progrès en 1997 dans la révision des règlements régissant la libération de capacité ou les marchés secondaires en général.

En juillet 1997, le commissaire William Massey a abordé la question des marchés secondaires à l'occasion d'un congrès de l'American Gas Association. Il a indiqué que la question du plafond de prix était la plus épineuse. Il a toutefois précisé que l'exigence d'appel d'offres préalable et d'affichage des transactions de libération de capacité pourrait être supprimée. La plupart des transactions (90 %) portent sur des ententes prédéterminées de moins de 31 jours, qui n'exigent pas d'affichage préalable. Il ne voyait pas vraiment d'avantages à maintenir cette exigence pour le reste des transactions.

## ◆ Gaz et électricité

---

### ◇ Situation de la déréglementation de l'électricité aux É.-U.

Les États-Unis ont entrepris la déréglementation fédérale de l'électricité il y a près de 20 ans. Cette déréglementation se poursuit maintenant au niveau des États et elle aura d'importantes répercussions sur le secteur du gaz naturel.

Le Public Utilities Regulatory Policy Act (PURPA) de 1978 encourageait la production hydroélectrique à petite échelle, l'électricité éolienne et solaire et la production alimentée par copeaux de bois, en offrant des incitatifs fiscaux et en obligeant les services publics à acheter l'électricité de ces producteurs à des prix attractifs. En 1992, le Energy Policy Act obligeait les services publics, qui possèdent la plus grande partie des réseaux de transport, à donner accès aux services de transport à d'autres services publics et à des producteurs d'électricité indépendants.

En 1996, la FERC publiait l'ordonnance 888, afin de promouvoir la concurrence générale dans le secteur de l'électricité en éliminant le pouvoir de monopole sur le transport de l'électricité. Les services publics devaient dégroupier la fonction de transport des autres fonctions de service public et établir un tarif pour le transport.

L'initiative de la déréglementation est

maintenant passée aux États, qui prennent des mesures afin de restructurer les marchés de gros comme de détail. Quatorze États ont adopté des mesures législatives ou un plan à cet effet. Dans 29 autres États, des mesures législatives sont à l'étude, ou des sociétés ont produit un plan.

Un marché déréglementé de l'électricité devrait permettre aux avantages économiques de la production alimentée au gaz naturel de s'imposer. Dans un tel contexte, les prix de l'électricité seraient régis par l'offre et la demande, plutôt que par la réglementation. Comme la demande change d'heure en heure, un marché entièrement déréglementé connaîtrait des fluctuations de prix continues. En période de faible demande, on utiliserait les sources de production les moins coûteuses. À mesure qu'augmenterait la demande, on satisferait les besoins additionnels au moyen de sources plus coûteuses et le prix exigé pour l'approvisionnement supplémentaire établirait le prix du marché.

La technologie de production d'électricité alimentée au gaz naturel comporte des avantages uniques. Les coûts d'investissement sont relativement peu élevés. L'Energy Information Administration (EIA) des É.-U. estime que les coûts de construction de génératrices à cycle mixte représentent 37 % du coût des génératrices

alimentées au charbon. Les génératrices au gaz naturel atteignent leur efficacité de pointe à une échelle relativement réduite. Les génératrices à cycle mixte au gaz naturel présentent une efficacité de conversion de l'ordre de 57 % (proportion de la production d'énergie électrique par rapport à l'intrant énergétique), comparativement à 37 % pour les génératrices au charbon. Une génératrice au gaz naturel peut entrer en service plus rapidement que d'autres types de génératrices. L'efficacité énergétique du transport du gaz naturel constitue un avantage supplémentaire. La proportion d'énergie perdue pendant un transport longue distance est moindre pour le gaz naturel que pour l'électricité.

Ces caractéristiques constituent des avantages tant généraux que spécifiques pour le gaz naturel à titre de source d'électricité, en particulier pour les besoins de pointe. Le gaz naturel, en plus de ses avantages au plan de l'efficacité, produit des émissions à des niveaux relativement peu élevés comparativement à d'autres combustibles fossiles. La vitesse à laquelle les génératrices au gaz naturel

peuvent démarrer et l'investissement en immobilisations relativement raisonnable en font une solution idéale pour satisfaire la demande de pointe.

Les perspectives énergétiques annuelles de l'EIA pour 1998 (AEO98) prévoient une croissance considérable de la demande de gaz naturel liée à la production d'électricité dans leurs prévisions du scénario de référence. Entre 1996 et 2020, les É.-U. auront besoin de 403 gigawatts de nouvelle capacité de production pour combler la croissance de la demande et remplacer la capacité mise hors service. On prévoit que 85 % de la nouvelle capacité proviendra de génératrices à cycle mixte au gaz naturel ou de turbines à gaz (alimentées au gaz naturel seul ou en combinaison avec du pétrole) et que cette capacité sera conçue pour répondre aux besoins des périodes intermédiaires ou de pointe. Cela signifierait une hausse de la demande de gaz naturel pour la production d'électricité de  $3 \times 10^{12} \text{pi}^3$  en 1996 à  $10 \times 10^{12} \text{pi}^3$  en 2020, ce qui ferait passer la part du gaz naturel dans la production d'électricité de 9 % à 31 %.

L'évolution de la réglementation de l'industrie américaine de l'électricité aura une incidence importante sur le secteur du gaz naturel. La déréglementation a déjà eu des répercussions sur la structure de l'industrie (voir plus loin, section *Convergence gaz-électricité*). Les initiatives des États auront aussi une influence

sur la pénétration plus poussée du gaz naturel sur le marché de la production d'électricité.

### ◇ Situation de la déréglementation de l'électricité au Canada

L'industrie canadienne de l'électricité passe elle aussi d'un contexte de monopole à un marché plus ouvert et concurrentiel. L'évolution que traverse l'industrie canadienne de l'électricité est principalement provoquée par la restructuration du secteur aux É.-U.

Le marché de gros de l'électricité et les réseaux de transport des É.-U. sont en voie de s'ouvrir aux services publics canadiens, en autant que ces derniers accordent aux services publics américain un accès réciproque au marché de gros et au réseau de transport du Canada. Comme plusieurs services publics canadiens vendent d'importantes quantités d'électricité aux É.-U., l'incitation à se conformer aux initiatives américaines est forte.

La plupart des gouvernements provinciaux et des services publics d'électricité ont formulé des propositions pour ouvrir la concurrence sur leurs marchés respectifs, afin de se conformer aux exigences américaines et de se positionner sur le marché nord-américain de l'électricité, concurrentiel. D'importants services publics d'électricité en Colombie-Britannique, en Alberta et au Québec ont déjà ouvert l'accès à leur marché de gros et à leur réseau de

transport aux exploitants américains. En retour, la FERC a accordé à ces services publics

canadiens l'autorisation d'acheter et de vendre directement de l'électricité sur le marché américain, au lieu d'être obligés de faire appel à des tiers.

Les autres provinces travaillent toujours à leurs projets de libéralisation et de conformité. Certaines provinces envisagent même d'ouvrir leur marché de détail à la concurrence, afin de permettre aux sociétés d'électricité d'entrer en concurrence pour la clientèle.

Le 20 janvier 1998, l'Ontario annonçait la création d'un Comité d'établissement des règles du marché (CERM). Le CERM présentera des conseils et des recommandations sur la structure et les règles éventuelles d'un marché concurrentiel de l'électricité en Ontario et sur la régie et le fonctionnement d'un Organisme indépendant de gestion du marché afin de gérer ce marché concurrentiel. Le CERM présentera également des recommandations sur la nécessité d'établir un organisme réglementaire afin de soutenir et de renforcer le fonctionnement d'un marché viable de l'électricité dans la province.

En plus d'établir un marché plus ouvert avec les É.-U., les gouvernements fédéral et provinciaux travaillent à établir un marché intérieur plus ouvert pour l'électricité au Canada, au moyen d'un accès plus libre aux lignes de transport interprovinciales. Actuellement, la capacité d'interconnexion est très faible au Canada.

Ce ne sont pas toutes les provinces qui veulent d'un marché interprovincial de l'électricité plus intégré. Certaines provinces profiteraient d'un accès plus libre aux marchés de l'électricité, mais celles qui assument des coûts élevés de production craignent que la concurrence d'une électricité à plus bas prix ne compromette les investissements dans les installations de production.

#### ◇ Convergence du gaz et de l'électricité

La tendance aux fusions et aux acquisitions constatée depuis deux ans dans les industries du gaz et de l'électricité s'explique tout d'abord par l'évolution de l'industrie de l'électricité en Amérique du Nord. L'industrie passe rapidement d'un modèle monopolistique, entièrement groupé (production, transmission, distribution) intégré verticalement et à définition géographique, à un modèle concurrentiel dégroupé. Dans ce modèle dégroupé, l'intégration verticale disparaît et ce sont des entreprises distinctes qui s'occupent de la production de l'électricité, de sa transport et de sa distribution. Cette restructuration est bien avancée dans la plupart des États américains et le dégroupement des activités est entièrement réalisé dans onze d'entre eux.

Le nouveau contexte réglementaire de l'industrie américaine de l'électricité, qui représente plus de 200 milliards \$, incite les

entreprises à se positionner pour tirer avantage de l'évolution du cadre réglementaire et commercial.

Les services publics d'électricité voient généralement dans l'industrie du gaz un modèle pour leurs propres initiatives de dégroupement et plusieurs ont commencé à acquérir une expertise de la déréglementation du gaz naturel par des fusions avec des sociétés gazières.

Un deuxième facteur à l'origine de la vague de fusions et d'acquisitions vient du fait que, même si l'industrie du gaz naturel était loin du degré d'intégration du secteur de l'électricité, ces deux industries ont en commun plusieurs éléments stratégiques et opérationnels. La synergie découlant des similitudes entre les industries du gaz et de l'électricité a donc aussi favorisé les fusions et alliances entre sociétés de gaz et d'électricité.

À mesure qu'évolue la restructuration, les services publics d'électricité affrontent le défi de se transformer d'un monopole axé sur le coût du service et réglementé, en un fournisseur d'énergie au coût marginal dans un contexte de concurrence. Pour beaucoup de services publics d'électricité en Amérique du Nord, l'établissement de liens avec des services publics, des entreprises de gazoducs, des négociants ou des producteurs de gaz naturel constitue un moyen d'acheter une expérience

du fonctionnement dans un marché déréglementé.

L'usage répandu du gaz naturel dans la production actuelle et future d'électricité est un incitatif supplémentaire à accroître les liens entre les secteurs du gaz naturel et de l'électricité. Le gaz naturel compte pour 20 % du total de la capacité américaine de production d'électricité et devrait accaparer une proportion considérable de la nouvelle capacité de production. Des liens plus étroits entre les services publics d'électricité et les entreprises de gazoducs ou les producteurs de gaz naturel pourraient donner aux producteurs d'électricité un accès à moindre prix à des charges d'alimentation sous forme de gaz naturel, ce qui se traduirait par une réduction des coûts de production.

En ce qui concerne la distribution, la mise en commun d'une clientèle constitue un incitatif supplémentaire à l'intégration des sociétés de gaz et d'électricité. Des fusions ou des alliances pour la distribution peuvent aboutir à des possibilités de commercialisation et des économies de coûts. De nouvelles formules de services multicarburants, d'arbitrage intercarburants, ainsi qu'une souplesse opérationnelle accrue pour la gestion de divers profils de charge, sont tous des éléments susceptibles de rapporter des bénéfices dans un contexte déréglementé.

La combinaison de services de distribution de gaz et d'électricité pourrait aussi produire des économies d'échelle en combinant diverses fonctions opérationnelles et de commercialisation comme le service à la clientèle, la facturation, la mesure de la consommation et les réparations. La combinaison des services aboutirait à des économies qui pourraient contribuer à réduire les coûts énergétiques pour le client.

Le fournisseur énergétique qui a procédé à une fusion a pour

but de garder sa part du marché sur un marché énergétique de gros déréglementé qui progresse rapidement vers un dégroupement complet au niveau du détail. Les sociétés d'énergie s'efforceront d'offrir une vaste gamme de sources d'énergie et de produits et services connexes dans un milieu entièrement concurrentiel. Dans certains cas, la vente des produits énergétiques pourrait soutenir le lancement d'autres produits et services offerts sous forme d'ensembles.

L'incidence de l'évolution de l'industrie de l'électricité commence à exercer et continuera d'exercer une influence très marquée sur l'industrie du gaz naturel. Le rôle du gaz naturel dans la production d'électricité restera un lien important entre les deux industries. Ce lien sera renforcé par l'évolution du marché énergétique actuel, axé sur le produit, vers un marché de services énergétiques plus intégré, axé sur la valeur énergétique.

## ◆ Évolution de la distribution du gaz

---

### ◇ Dégroupement des SDL américaines

Depuis la déréglementation du transport interÉtats du gaz naturel, le changement important suivant concerne le marché à l'intérieur de l'État, ce que l'on appelle le dégroupement des SDL ou le choix du consommateur. L'AGA définit les volumes de gaz au choix du consommateur comme ceux qui sont achetés de sources autres que les services publics classiques de gaz. Ils peuvent être offerts à la suite d'une déréglementation complète du marché de détail autorisée par l'État, d'une déréglementation partielle de certains segments du marché ou de programmes pilotes offerts par certaines SDL. Dans chaque cas, la fonction de marchand de

la SDL a été limitée ou supprimée.

L'AGA rapporte qu'en 1995 (année la plus récente des données disponibles), environ 56 % des volumes de gaz achetés aux É.-U. l'avaient été au choix du consommateur. Le gaz provenant d'ailleurs que les services publics est déjà facilement disponible pour les acheteurs à volume élevé, comme les producteurs d'électricité (dont 88 % du volume acheté est un choix du consommateur) et les utilisateurs industriels (86 %).

Le gaz au choix du consommateur est une option attrayante pour les consommateurs de volumes importants qui ont les ressources nécessaires pour gérer leurs propres besoins énergétiques. L'AGA rapporte que dans les segments

industriel et commercial du marché, l'acheteur typique de volumes au choix du consommateur est un consommateur de gaz de beaucoup plus grande taille que ceux qui ne tirent pas avantage de cette option.

La majorité des États américains prennent des mesures pour implanter une forme quelconque de choix du consommateur ou étudient la formule. Cinq États restructurent tout leur marché (Arizona, Californie, Massachusetts, New York et Vermont). Cinq autres ont des services publics qui offrent à tous leurs consommateurs de gaz des programmes de choix (Georgie, Maine, Montana, Nouveau-Mexique et Ohio). On compte dix-sept États dont la commission des services publics a autorisé des programmes pilotes plus limités

pour leurs services publics, et deux autres qui étudient des propositions de dégroupement.

Une modification du rôle des SDL devrait avoir des répercussions tant sur les marchés ultimes qu'en amont, au point de livraison. À mesure que les SDL limiteront ou abandonneront leur rôle de négociants de gaz, elles devront voir à leur investissement dans la capacité de gazoduc interÉtats. L'AGA a estimé que les SDL et les services publics mixtes comptent actuellement pour 66 % de la capacité garantie de transport des gazoducs interÉtats.

À court terme, les SDL affronteront des pressions au chapitre de la concurrence et des coûts, conséquence du dégroupement. La conception de taux fixes-variables directs pour les services de transport garanti (SG) fera grimper les coûts des expéditeurs à mesure que les volumes chuteront. Tandis que les marchés des États s'ouvriront au choix du consommateur, les SDL subiront des pressions de coût que ne connaîtront pas nécessairement leurs nouveaux concurrents. Les détenteurs actuels de SG peuvent tenter de réduire leur investissement en capacité excédentaire en l'offrant sur le marché secondaire. Toutefois, en vertu des règles actuelles de la FERC, cette capacité ne peut être vendue plus cher que le coût du taux de service. Par conséquent, une SDL peut au mieux espérer récupérer son investissement, mais il y a de

fortes chances qu'elle subisse une perte.

À plus long terme, le dégroupement des SDL aura probablement un effet au-delà du point de livraison. La réduction du rôle de négociant des SDL les portera à limiter leur investissement futur dans la capacité des gazoducs interÉtats, et les contrats à long terme arrivant à expiration ne seront pas renouvelés ou le seront à un volume inférieur. On estime qu'entre le 1<sup>er</sup> avril 1997 et le 31 décembre 2001, 40 % des contrats de SG pour les gazoducs américains arriveront à expiration. Alors que l'on prévoit une hausse de la demande de gaz naturel, et donc de la capacité globale des gazoducs américains, la transformation du marché découlant du dégroupement des services des SDL augmentera l'incertitude des futurs flux de recettes des exploitants de gazoducs.

Les propositions de dégroupement doivent aussi prendre en compte les changements aux règles de base qui régissaient auparavant l'exploitation des SDL. Concrètement, une SDL exploitée à l'intérieur d'un territoire visé par une franchise exclusive assumait aussi les responsabilités correspondantes. Ces responsabilités sont souvent désignées par l'expression *obligation de service*. Cette obligation comporte trois éléments : l'exigence de fournir le service aux nouveaux clients (fondée sur des facteurs économiques valables);

l'exigence de continuer à fournir le service aux clients en règle et une limite à la résiliation du service au cours de la saison de chauffage pour les clients qui ne sont pas en règle. On pouvait aussi exiger de la société de distribution qu'elle se serve de sa position pour lever des fonds destinés à des programmes d'aide aux clients à faible revenu et pour mettre ces programmes en oeuvre. Dans certains cas, des programmes de conservation ont aussi été imposés.

La concurrence qu'entraîne le choix du consommateur remet en question ces arrangements. Certains ont avancé que la concurrence pouvait éliminer la nécessité de certains programmes auparavant offerts par les SDL. De toute façon, si les SDL sont obligées de faire concurrence aux négociants et autres fournisseurs de services qui ne sont pas assujettis à des obligations semblables, elles risquent de subir un préjudice concurrentiel considérable.

Le dégroupement des SDL en est encore à la première phase sur les marchés résidentiels. Les commissions réglementaires d'État étudient et mettent à l'essai des méthodes pour élargir la formule.

#### **◇ SDL canadiennes et examen après dix ans de la CEO**

En 1995, dix ans après l'entrée en vigueur de la déréglementation de l'établissement des prix du gaz naturel canadien, la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) a commencé à



examiner dans quelle mesure une déréglementation plus poussée pourrait favoriser un marché de l'énergie plus concurrentiel. La CEO a consulté des intervenants afin d'étudier ces questions.

La plupart des intéressés étaient d'avis que les mesures législatives en Ontario avaient créé des obstacles à un marché du gaz naturel entièrement déréglementé en Ontario. Ainsi, les mesures législatives ontariennes entrées en vigueur lorsque la distribution et la vente de gaz étaient entièrement aux mains de monopoles empêchent le transfert de titre de gaz à l'intérieur de la province. Cette situation ne posait pas de problème lorsque les monopoles achetaient et vendaient tout le gaz distribué en Ontario, mais, actuellement, environ 70 % du gaz naturel vendu en Ontario est acheté en vertu de divers types d'ententes d'achat direct, soit par les utilisateurs ultimes ou par leurs agents, de sorte que la suppression de cette restriction est souhaitée.

La plupart des intervenants de l'industrie ontarienne du gaz naturel ont convenu que d'autres avantages pourraient

découler d'un marché du gaz naturel plus concurrentiel et qu'il est nécessaire de réviser les mesures législatives pour permettre au marché de fonctionner plus efficacement et de mieux répondre aux besoins et aux attentes des clients. Les opinions divergent cependant sur la portée et l'échéancier d'une déréglementation plus poussée du marché du gaz naturel.

Après consultation de l'industrie, la CEO a établi qu'il fallait apporter d'autres changements à la réglementation, en particulier aux lois ontariennes régissant les transferts de titres de gaz naturel. D'autres problèmes ont été soulevés, comme : i) permettre au marché du gaz naturel de fonctionner de façon plus concurrentielle; ii) définir le rôle que devrait jouer la CEO dans ce milieu plus concurrentiel et iii) assurer la protection des consommateurs.

En décembre 1997, la CEO a présenté 14 recommandations de modifications législatives au ministère de l'Énergie. La CEO a souligné que ses recommandations indiquaient l'orientation qu'il convenait d'apporter aux modifications législatives en vue de favoriser

une restructuration des marchés du gaz naturel qui garantisse un accès complet au détail et une concurrence accrue tout en protégeant les consommateurs et l'intégrité du système.

La CEO a conclu que la suppression des obstacles législatifs actuels aux transferts des titres de gaz constitue une étape nécessaire pour que le marché du gaz en Ontario devienne plus efficace et concurrentiel. La CEO a recommandé que ces obstacles soient supprimés dès que possible, mais seulement lorsque le marché du gaz au détail pourra être desservi par des agents, courtiers et commerçants titulaires de licences. La CEO serait chargée de la délivrance des licences.

La CEO estimait aussi que sa loi habilitante ne convenait pas au nouveau marché de détail proposé. La CEO était préoccupée par le fait qu'elle n'a peut-être pas les pouvoirs nécessaires pour surveiller adéquatement la restructuration des services des SDL. La CEO a recommandé une loi révisée lui accordant les pouvoirs supplémentaires nécessaires à la surveillance des services des SDL.

(Page en blanc)

# Bibliographie

1. *Natural Gas Monthly*, Energy Information Administration (EIA), janvier 1998.
2. *Natural Gas Productive Capacity For The Lower 48 States 1986 Through 1998*, EIA, décembre 1997.
3. *Annual Energy Outlook 1998*, EIA, décembre 1997.
4. *The 1997 AGA TERA Base Case*, American Gas Association, avril 1997.
5. *1997-2010 Forecast: Domestic Natural Gas Demand*, Association canadienne du gaz, décembre 1997.
6. *Gas Production and Capability Summary*, Alberta Energy and Utilities Board, juin 1997.
7. *Catalogue 55-002, Natural Gas Utilities*, Statistique Canada.
8. *Survey of Natural Gas Field Deliveries and Productive Capacity*, Natural Gas Supply Association, août 1997.
9. *Gas Supply 1997*, Division du gaz naturel, Ressources naturelles Canada, décembre 1997.
10. *Réponses des producteurs à l'évolution des conditions du marché*, ONE, juin 1997.
11. *North American Natural Gas Outlook: Basin on Basin Competition*, Canadian Energy Research Institute, mai 1996.
12. *Retainer Client Seminar*, Petroleum Industry Research Associates, octobre 1997.
13. *GRI Baseline Projection of U.S. Energy Supply and Demand*, GRI, août 1997.
14. *Energy Update November/December 1997*, ARC Financial
15. *Competitive Profile of Natural Gas Services*, Foster Associates, décembre 1997.
16. *Gulf Of Mexico Outer Continental Shelf Daily Oil and Gas Production Projections From 1996 Through 2000*, MMS, janvier 1997.
17. *Deepwater in the Gulf of Mexico, America's New Frontier*, idem, février 1997.
18. *Deepwater in the Gulf of Mexico, An Update On America's New Frontier*, idem, janvier 1998.
19. *Climate Prediction Centre: Historical Degree Days*, National Oceanographic & Aeronautic Administration (U.S. Weather Service), sites Web à [http://nic.fb4.noaa.gov/products/analysis\\_monitoring/cdus/degree\\_days/](http://nic.fb4.noaa.gov/products/analysis_monitoring/cdus/degree_days/) et [http://nic.fb4.noaa.gov/products/analysis\\_monitoring/cdus/pastdata](http://nic.fb4.noaa.gov/products/analysis_monitoring/cdus/pastdata)