

ÉVALUATION DU MARCHÉ DU GAZ NATUREL

Contrats à long terme
d'approvisionnement
en gaz naturel
canadien :

MISE À JOUR

Office national de l'énergie
Janvier 1997

ÉVALUATION DU MARCHÉ DU GAZ NATUREL

Contrats à long terme
d'approvisionnement
en gaz naturel
canadien:

M I S E À J O U R

Janvier 1997

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 1997
représenté par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE23-27/1997F
ISBN 0-662-81752-4

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du:
Bureau du soutien à la réglementation
Office national de l'énergie
311, sixième avenue s.-o.
Calgary (Alberta)
T2P 3H2
(403) 292-4800

En personne, au bureau de l'Office:
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 1997 as
represented by the National Energy Board

Cat. No. NE23-27/1997E
ISBN 0-662-25338-8

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:
Regulatory Support Office
National Energy Board
311 Sixth Avenue S.W
Calgary, Alberta
T2P 3H2
(403) 292-4800

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada



Publication imprimée sur du papier recyclé, contenant 20 % de déchets.

| | |
|---|-----|
| Abréviations | iii |
| Liste des figures | iv |
| Chapitre 1: Introduction | 1 |
| Chapitre 2: Tendances liées à la structure des contrats à long terme d’approvisionnement en gaz naturel canadien | 5 |
| 2.1 Acheteurs | 5 |
| 2.1.1 Pipelines interétatiques américains | 5 |
| 2.1.2 Distributeurs locaux américains | 6 |
| 2.1.3 Distributeurs locaux canadiens | 7 |
| 2.1.4 Centrales de cogénération | 8 |
| 2.1.5 Commercialisateurs de gaz américains | 9 |
| 2.2 Vendeurs | 9 |
| 2.2.1 Regroupeurs-fournisseurs traditionnels | 9 |
| 2.2.2 Producteurs de gaz naturel | 9 |
| 2.2.3 Commercialisateurs de gaz naturel canadien | 11 |
| 2.3 Envergure des contrats à long terme | 11 |
| 2.4 Durée des contrats à long terme | 12 |
| 2.5 Volume total de gaz engagé dans le cadre des contrats à long terme | 12 |
| 2.6 Ventes à long terme et ventes à court terme | 13 |
| 2.7 Points de livraison prévus par les contrats | 14 |
| Chapitre 3: Modalités des contrats d’approvisionnement en gaz naturel | 17 |
| 3.1 Prix des contrats à long terme | 17 |
| 3.1.1 Frais liés à la demande | 18 |
| 3.1.2 Frais liés au produit | 18 |
| 3.1.3 Souplesse et arbitrage en matière d’établissement des prix | 22 |
| 3.2 Obligation de l’acheteur de s’approvisionner en gaz | 22 |
| 3.2.1 Engagements de prise obligatoire | 23 |
| 3.2.2 Frais compensatoires pour insuffisance de prise | 24 |
| 3.2.3 Frais liés à la demande en services de pipeline | 25 |
| 3.2.4 Aucune auto-substitution | 25 |
| 3.2.5 Droits du vendeur de réduire les quantités contractuelles | 26 |
| 3.2.6 Mécanismes de rajustement du volume de la demande opérationnelle | 26 |

| | |
|---|-----------|
| 3.3 Engagement du vendeur à livrer le gaz | 27 |
| 3.3.1 Réserves consacrées | 27 |
| 3.3.2 Garanties officielles | 28 |
| 3.3.3 Droits de l'acheteur de réduire les quantités contractuelles | 29 |
| 3.3.4 Indemnisation par le vendeur | 29 |
| 3.3.5 Obligations quotidiennes de livraison | 29 |
| 3.4 Équilibre du contrat | 29 |
| Chapitre 4 :Sommaire et conclusions | 31 |
| Glossaire | 35 |
| Annexe A: Étude sur les contrats à long terme de gaz naturel | 41 |

| | |
|--|--|
| 10⁶ m³/j | million de mètres cubes par jour |
| 10⁹ pi³ | milliard de pieds cubes |
| 10⁶ pi³/j | million de pieds cubes par jour |
| 10¹² pi³ | billion de pieds cubes |
| AAS | Aucune auto-substitution |
| BC Gas | BC Gas Inc. |
| C.-B. | Colombie-Britannique |
| CPMG | coût pondéré moyen du gaz |
| CWNG | Canadian Western Natural Gas Company Limited |
| DL | distributeur local |
| É.-U | États-Unis |
| FERC | Federal Energy Regulatory Commission |
| FSRG | frais de stockage de réserves de gaz |
| GJ | gigajoule |
| NOVA | NOVA Gas Transmission Limited |
| NUL | Northwestern Utilities Limited |
| NYMEX | bourse de commerce de New York |
| ONÉ | Office national de l'énergie |
| PGT | Pacific Gas Transmission Company |
| QCA | quantité contractuelle annuelle |
| QCJ | quantité contractuelle journalière |
| QDA | quantité de déclenchement annuelle |
| TCGS | TransCanada Gas Services Ltd |
| TCPL | TransCanada PipeLines Limited |
| TTN | transfert du titre de propriété du gaz dans le réseau NOVA |
| VDO | volume de la demande opérationnelle |

Figures

| | | |
|-----|--|----|
| 2-1 | Acheteurs de gaz canadien dans le cadre de contrats à long terme en 1995 | 6 |
| 2-2 | Contrats à long terme de vente de gaz canadien à des distributeurs locaux, 1995 | 8 |
| 2-3 | Contrats à long terme conclus par les regroupeurs-fournisseurs, 1995 | 10 |
| 2-4 | Contrats à long terme conclus par les producteurs, 1995 | 10 |
| 2-5 | Taille moyenne des contrats - avant et après 1991 | 11 |
| 2-6 | Durée moyenne des contrats négociés depuis 1991 | 12 |
| 2-7 | Volumes de gaz canadien encore vendus dans le cadre de contrats à long terme | 13 |
| 2-8 | Contrats avec les centrales de cogénération et les distributeurs locaux après 2006 | 14 |
| 2-9 | Ventes de gaz à court terme et à long terme | 14 |
| 3-1 | Facteurs déterminants du prix - contrats conclus avec les distributeurs locaux canadiens et américains depuis 1991 | 19 |
| 3-2 | Facteurs déterminants du prix - contrats avec les distributeurs locaux américains | 20 |
| 3-3 | Facteurs déterminants du prix - contrats avec les centrales de cogénération | 20 |
| 3-4 | Seuils de prise obligatoire dans les contrats d'exportation | 24 |
| 3-5 | Réserves consacrées et garanties officielles | 28 |
| 3-6 | Équilibre des contrats | 30 |

INTRODUCTION

Dans le cadre de ses activités de surveillance du marché canadien du gaz naturel, l'Office national de l'énergie (l'«ONÉ») a publié, en août 1992, un rapport intitulé *Évaluation du marché du gaz naturel : contrats à long terme d'approvisionnement en gaz naturel canadien*. Ce rapport analysait l'évolution de la structure des contrats et les tendances contractuelles, ainsi que les modalités des contrats à long terme qui ont régi la vente du gaz de l'Ouest canadien sur les marchés intérieurs et étrangers, depuis l'entrée en vigueur de la déréglementation, au milieu des années 1980, jusqu'à la fin de 1991.

Avant la déréglementation de 1986, presque tout le gaz de l'Ouest canadien devait, pour atteindre les utilisateurs ultimes, passer par une filière contractuelle mettant en jeu un regroupeur-fournisseur, soit souvent une importante compagnie pipelinière comme TransCanada PipeLines Limited («TCPL»), et des regroupeurs-demandeurs, tels que les pipelines interétatiques américains et les distributeurs locaux canadiens. Les relations entre l'acheteur et le vendeur, définies par ces contrats, étaient plutôt rigides.

Au milieu des années 1980, la déréglementation des marchés et des prix du gaz naturel opérée au Canada et aux États-Unis a permis à de nouveaux participants d'entrer sur le marché tout en leur garantissant l'accès à la capacité pipelinière. Ces nouveaux intervenants, tels que les utilisateurs ultimes, les centrales de cogénération et les producteurs-commercialisateurs, ont introduit de nouvelles méthodes contractuelles. Ceci ainsi que l'arrivée de nouveaux intervenants sur le marché et le développement d'un marché concurrentiel ont obligé les regroupeurs traditionnels à modifier leurs usages contractuels.

Voici les principales tendances contractuelles apparues au cours des cinq années qui ont suivi la déréglementation :

- Une souplesse accrue dans les contrats qui a permis aux acheteurs et aux vendeurs de réagir plus aisément aux fluctuations de l'offre et de la demande. Cette flexibilité s'est manifestée par des engagements d'approvisionnement plus souples (recours généralisé à des garanties officielles plutôt qu'à l'affectation de réserves consacrées) et par des obligations d'achat moins onéreuses (p. ex., utilisation de frais de stockage de réserves de gaz et de paiements compensatoires comme garanties d'exécution, au lieu de mécanismes de prise obligatoire).
- Meilleur équilibre entre les obligations contractuelles de l'acheteur et du vendeur, créant ainsi des relations plus stables.

-
- Réduction de la durée des contrats, ce qui permettait aux parties de s'adapter plus vite aux changements imprévus survenus dans l'industrie du gaz naturel. Au milieu des années 1980, la durée d'un contrat type était de 20 à 25 ans. Au début des années 1990, les périodes de 10 ans ou moins étaient nettement préférées.
 - Accroissement marqué du nombre des contrats à long terme, accompagné d'une diminution de la quantité contractuelle journalière («Q CJ»), au moment où acheteurs et vendeurs cherchaient à diversifier leurs sources d'approvisionnement et leurs débouchés.
 - Simplification des modalités relatives à l'établissement des prix, qui deviennent plus sensibles aux fluctuations du marché.
 - Dégroupage des services de transport sur les principaux réseaux pipeliniers, ce qui offrait un éventail plus large de choix en matière de contrats, en particulier pour les points de livraison. De nombreux acheteurs ont choisi d'acheter le gaz de l'Ouest canadien à des points de livraison en amont, comme Empress (Alberta), et d'avoir la mainmise sur la capacité pipelinère en aval.

La situation a changé le plus rapidement dans le Centre canadien où les regroupements-demandeurs traditionnels, soit les distributeurs locaux, ont réagi à l'accroissement marqué des pratiques d'achat direct vers la fin des années 1980. De nombreux changements sont également apparus dans les contrats d'approvisionnement du Nord-Est américain qui représentait alors un nouveau débouché pour le gaz de l'Ouest canadien. Dans les régions où l'achat direct par l'utilisateur ultime n'avait pas une grande incidence, comme sur les marchés de l'Alberta/Saskatchewan et du Midwest américain, les changements sont survenus plus lentement. La structure des contrats d'approvisionnement a aussi évolué assez lentement dans d'autres régions, comme la Californie, où l'accès à la capacité pipelinère était limité.

Depuis 1991, les modalités des contrats à long terme ont continué d'évoluer, suite à d'importants faits nouveaux dans l'industrie du gaz, à savoir :

- i) Aux États-Unis, le décret 636 de la Federal Energy Regulatory Commission («FERC»), émis en 1992, dégroupait complètement les services de vente et de transport offerts par les pipelines interétatiques américains. Les compagnies pipelinères américaines ont cessé de faire le négoce du gaz et ont commencé à résilier leurs accords contractuels à long terme avec les fournisseurs de l'Ouest canadien. Par conséquent, une partie du gaz qui allait auparavant aux pipelines interétatiques a été vendue aux distributeurs locaux américains.
- ii) La capacité accrue des acheteurs et des vendeurs de s'approvisionner en gaz ou d'effectuer les livraisons convenues par le truchement de contrats de vente au comptant et la plus grande fluidité des marchés au comptant de l'Ouest canadien, à partir de 1993, ont réduit le besoin de passer des contrats à long terme pour garantir la sécurité des approvisionnements en gaz et la stabilité des débouchés.
- iii) La maturité et le caractère concurrentiel des marchés au comptant américains et, plus récemment, des marchés au comptant pour le gaz de l'Ouest canadien, ont incité les parties à indexer sur les prix au comptant le prix du gaz vendu dans le cadre de contrats à long terme.

-
- iv) La fluidité accrue du marché des contrats de gaz à terme¹ de la NYMEX et l'apparition de marchés hors cote² pour des produits financiers comme les «échanges»³, ont permis aux parties de mieux gérer les risques de prix associés aux contrats à long terme.
 - v) La décision de l'ONÉ, au début de 1995, de permettre aux expéditeurs de négocier la capacité pipelinière sur le marché secondaire à un cours de compensation (c.-à-d. l'élimination du plafonnement des prix).
 - vi) Plus récemment, le dégroupage des services sur les marchés du gaz au-delà du point de livraison de nombreux distributeurs locaux américains donnera probablement lieu, dans plusieurs marchés, à un accroissement des achats directs par les utilisateurs ultimes. Ceci pourrait aussi signifier que, dans certaines administrations, les distributeurs locaux cesseront de vendre du gaz naturel.

La présente mise à jour du rapport de 1992 vise à dégager les changements importants survenus depuis 1991 dans les contrats à long terme (c.-à-d. d'une période initiale de cinq ans ou plus). Nous examinerons à la fois les nouveaux contrats signés depuis 1991 et les changements apportés aux contrats à long terme qui étaient en vigueur en 1991 à la suite des événements susmentionnés. Le présent rapport a été préparé par la société Peter J. Milne & Associates Inc., en collaboration avec le personnel de l'Office.

La mise à jour est fondée sur l'analyse d'une base de données de Peter J. Milne & Associates Inc., qui renferme environ 200 contrats à long terme. (L'annexe A donne une liste complète des contrats étudiés.) Comparativement au rapport de 1992, le volume total de gaz vendu en vertu de contrats à long terme a, selon la QJC, diminué de 23 % pour atteindre 159 10⁶m³ (5,6 10⁹pi³) de gaz par jour, tandis que le nombre total de contrats a augmenté légèrement (sauf indication contraire, toute référence faite aux volumes dans la présente étude renvoie à la QJC). Les contrats retenus dans le cadre de l'étude représentent la première vente directe⁴ conclue, sans lien de dépendance, entre une partie représentant les intérêts du producteur et une autre représentant les intérêts du consommateur. L'étude comprend la plupart des contrats d'exportation déposés auprès de l'ONÉ à partir de mai 1996.

La mise à jour traite avant tout des modalités contractuelles. Elle n'examine pas les aspects relatifs à l'exécution des contrats, comme les débits réels ou les prix pratiqués. Dans quelques cas, les livraisons de gaz n'ont pas encore débuté en vertu du contrat, soit parce que les parties attendent que la capacité pipelinière soit disponible, soit parce que toutes les approbations réglementaires requises n'ont pas été reçues.

Les vendeurs ont été répartis en trois groupes : les regroupeurs-fournisseurs traditionnels qui opéraient avant la déréglementation (p. ex., ProGas Ltd.); les nouveaux commercialisateurs (p. ex., Direct Energy Marketing Limited) et les producteurs-commercialisateurs (p. ex., Shell Canada Limited), qui vendent directement aux utilisateurs ultimes et aux regroupeurs-demandeurs.

¹ Un contrat de gaz à terme est un contrat d'achat ou de vente d'une quantité fixe de gaz à un point de référence, comme le carrefour Henry (Louisiane), durant un mois spécifique dans l'avenir (p. ex., septembre 1997).

² Le marché hors cote pour le gaz naturel est un marché informel, non réglementé, où acheteurs et vendeurs négocient le gaz en vue de sa livraison future à des points importants en Amérique du Nord, autres que le carrefour Henry, en Louisiane.

³ Un échange est un accord financier selon lequel les parties consentent à échanger un type de rentrée contre un autre, selon un prix fixe basé sur le prix du marché mensuel, pendant une période déterminée.

⁴ Un contrat direct se définit comme la première entente conclue, sans lien de dépendance, entre un vendeur ou le représentant d'un vendeur et le premier acheteur, à titre d'utilisateur ultime ou de représentant de l'utilisateur.

Les acheteurs ont également été répartis en trois groupes : les distributeurs locaux canadiens et américains; les centrales de cogénération et services publics d'électricité; et les compagnies de commercialisation en aval (p. ex., Coastal Gas Marketing Co.). Les services publics d'électricité comme New England Power Company ne sont pas encore devenus un groupe d'acheteurs important; par conséquent, les quelques contrats qu'ils ont négociés à ce jour ont été groupés avec les contrats de cogénération.

Le chapitre 2 du rapport analyse l'évolution, depuis 1991, de la structure des contrats à long terme et des ententes de transport négociés entre les acheteurs et les vendeurs. Il explique les répercussions qu'a eues sur les contrats à long terme d'approvisionnement en gaz canadien le fait que les pipelines interétatiques américains ont délaissé leurs fonctions marchandes traditionnelles. Enfin, on y examine la tendance continue à négocier des contrats de plus courte durée et de moindre envergure.

Le chapitre 3 traite des grandes tendances qui se dessinent depuis le début des années 1990 en ce qui touche les méthodes d'établissement des prix et les indices de prix utilisés par les parties aux contrats à long terme. Il fait également ressortir les tendances liées aux modalités précises des ententes d'approvisionnement en gaz naturel conclues ces cinq dernières années. Enfin, il examine, par rapport à des périodes antérieures, les mécanismes utilisés pour garantir le respect de l'obligation contractuelle de l'acheteur de s'approvisionner en gaz et de l'engagement du vendeur de livrer le produit.

Le chapitre 4 résume les principales conclusions qui se dégagent de l'étude et fait ressortir les grandes différences entre les contrats destinés aux marchés intérieurs et ceux qui visent les marchés d'exportation.

TENDANCES LIÉES À LA STRUCTURE DES CONTRATS À LONG TERME D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL CANADIEN

Au début des années 1990, le régime contractuel qui avait gouverné l'approvisionnement à long terme en gaz jusqu'avant la déréglementation, opérée au milieu des années 1980, avait subi de profonds changements. De nouveaux joueurs, tels que les producteurs-commercialisateurs et les installations de cogénération, étaient apparus sur le marché, tandis que d'autres intervenants, comme les regroupements-fournisseurs/demandeurs, voyaient s'amenuiser le rôle qu'ils avaient traditionnellement joué sur le marché du gaz à long terme. Le rapport de 1992 fait état de cette évolution.

Dans le présent chapitre, nous ferons ressortir l'ampleur des changements survenus dans le régime contractuel depuis 1991 et examinerons les nouvelles tendances liées aux contrats à long terme qui marqueront sans doute les pratiques contractuelles au cours de la prochaine décennie.

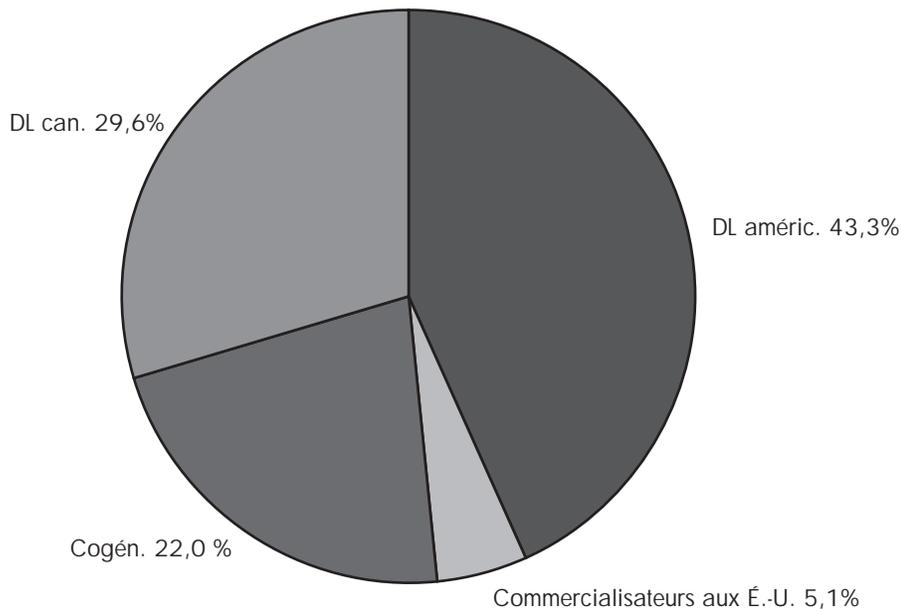
2.1 Acheteurs

Avant la déréglementation en 1985, les principaux acheteurs de gaz canadien dans le cadre de contrats à long terme étaient les distributeurs locaux canadiens, les pipelines interétatiques américains et un petit groupe de distributeurs locaux américains. Entre 1985 et 1991, les installations de cogénération sont aussi devenues d'importants acheteurs de gaz de l'Ouest canadien. Depuis 1991, les compagnies pipelinières interétatiques ont abandonné progressivement leur rôle d'acheteurs sur le marché du gaz canadien. Sous le nouveau régime, les commercialisateurs américains s'imposent comme un nouveau groupe d'acheteurs dans le cadre de contrats d'approvisionnement à long terme. La figure 2-1 indique la répartition, entre les différents segments du marché, des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz canadien.

Dans les pages qui suivent, nous évaluerons l'importance relative de chaque type d'acheteur dans le contexte actuel.

2.1.1 Pipelines interétatiques américains

Jusqu'au début de la décennie, les compagnies pipelinières interétatiques ont été aux États-Unis les plus gros acheteurs de gaz canadien de l'Ouest offert dans le cadre de contrats à long terme. Elles revendaient le gaz de source canadienne aux distributeurs locaux américains qui étaient

FIGURE 2.1**Acheteurs de gaz canadien dans le cadre de contrats à long terme en 1995**

desservis par leurs réseaux. En 1991, les compagnies pipelinières interétatiques détenaient 17 gros contrats à long terme, totalisant $60 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ ($2,1 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$) de gaz par jour, qui comptaient pour 45 % des volumes contractuels de gaz canadien destinés aux marchés d'exportation. Beaucoup de ces contrats étaient en vigueur depuis les années 1960 et avaient largement contribué à jeter les fondements de l'industrie canadienne du gaz naturel.

En 1992, en application de l'ordonnance 636 de la FERC, les sociétés pipelinières interétatiques ont délaissé progressivement leur rôle de marchands de gaz et ont assuré le libre-accès à leurs services de transport. Les contrats à long terme qu'elles détenaient ont échoué ou ont été résiliés avant leur date d'expiration.

L'évolution du rôle des compagnies pipelinières interétatiques a eu le plus d'impact sur le marché du Midwest américain, où des contrats à long terme totalisant $31 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ ($1,1 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$) de gaz par jour ont pris fin. De la même façon, les pressions exercées par la California Public Utilities Commission ont entraîné l'abandon, en 1993, d'un autre contrat à grand volume ($22 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ ou $775 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ de gaz par jour) qui existait depuis longtemps entre Alberta and Southern Gas Co. Ltd. et ses sociétés mères, Pacific Gas Transmission Company («PGT») et Pacific Gas and Electric Company.

2.1.2 Distributeurs locaux américains

Dans bien des cas, le gaz acheté auparavant par les compagnies pipelinières interétatiques est maintenant vendu, dans le cadre de contrats à long terme, directement aux distributeurs locaux américains que desservait ces pipelines interétatiques. En effet, des $60 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ ($2,1 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$) de gaz par jour que représentent les contrats abandonnés par les pipelines interétatiques, environ $19 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ ($680 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$) de gaz par jour sont maintenant achetés directement par des distributeurs américains, surtout dans le Midwest. Cependant, aucun des volumes anciennement exportés sur le marché californien grâce au contrat avec PGT n'a été repris par les distributeurs locaux californiens dans le cadre de contrats à long terme.

Les distributeurs locaux américains représentent le plus gros groupe d'acheteurs de gaz naturel canadien en vertu de contrats à long terme, comptant pour $69 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($2,4 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) de gaz par jour, ou 43 % de tous les volumes de gaz canadien visés par des ententes à long terme. Toutefois, comme il s'exerce de plus en plus de pressions sur les distributeurs américains pour qu'ils dissocient leurs services de vente et de transport et favorisent l'achat direct de gaz par les utilisateurs ultimes, il ne faut pas s'attendre à ce que beaucoup d'autres contrats à long terme soient négociés à l'avenir avec des distributeurs américains, et il pourrait même falloir modifier considérablement les contrats en vigueur pour les adapter à l'évolution de leurs marchés.

2.1.3 Distributeurs locaux canadiens

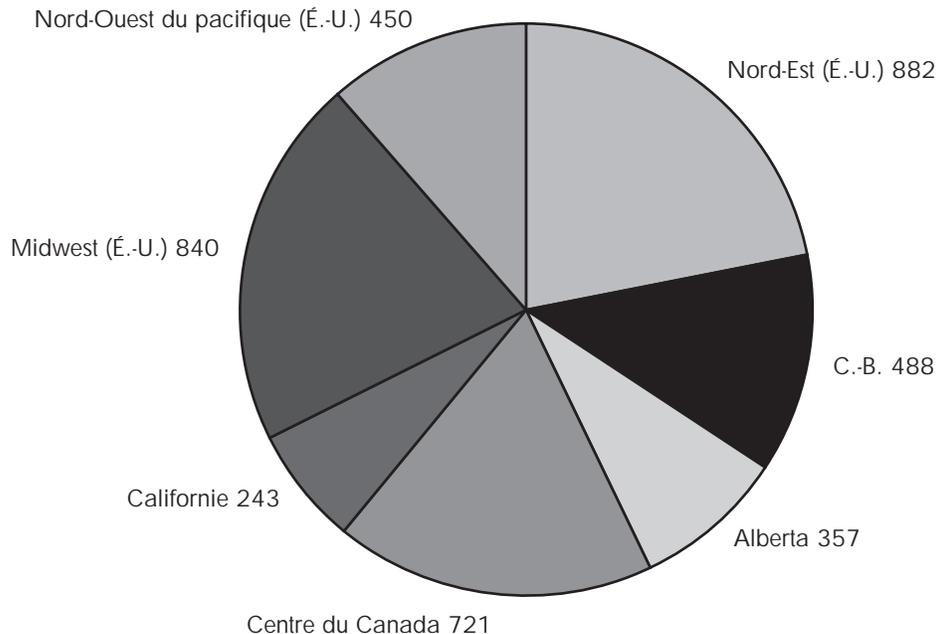
Dans les trois grands marchés du gaz au Canada, c'est-à-dire la Colombie-Britannique, l'Alberta/Saskatchewan et le Centre, les distributeurs locaux, en tant que fournisseurs de clients qui achètent le gaz du réseau⁵, ont été et demeurent les plus gros acheteurs de gaz dans le cadre de contrats à long terme.

De la fin des années 1980 jusqu'au début des années 1990, les distributeurs locaux desservant le Centre du Canada ont restructuré leurs portefeuilles d'approvisionnement et, depuis 1991, ils n'ont conclu qu'un petit nombre de nouveaux contrats à faible volume. En 1991, le volume contractuel quotidien de gaz de l'Ouest destiné à ce marché se chiffrait à $33,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($1,2 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$). À la fin de 1995, en raison du recours accru à l'achat direct par les commercialisateurs et les utilisateurs ultimes, ce volume avait été ramené à environ $20,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($720 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$) de gaz par jour, par le truchement des mécanismes de rajustement du volume de la demande opérationnelle⁶ («VDO»).

Le volume global de gaz acheté par les distributeurs locaux canadiens dans le cadre de contrats à long terme ne cesse de diminuer, à mesure que les distributeurs voient limiter leurs activités marchandes et qu'ils optent pour des contrats de plus courte durée pour combler leurs besoins d'approvisionnement supplémentaires. En réponse notamment à des initiatives provinciales visant à déréglementer le marché du gaz, BC Gas a restructuré et diversifié son portefeuille d'approvisionnement en remplaçant le contrat d'achat à long terme qui était sur le point d'expirer par 21 nouveaux contrats à long terme totalisant environ $13,8 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($488 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$) de gaz par jour. La structure de son portefeuille d'approvisionnement a peu changé au cours des cinq dernières années. Les deux principaux distributeurs sur le marché albertain, Canadian Western Natural Gas Company Ltd. («CWNG») et Northwestern Utilities Ltd. («NUL»), achetaient quelque $13,3 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($470 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$) de gaz par jour dans le cadre de contrats à long terme en 1991. Un grand nombre de ces contrats, négociés durant les années 1970, ont pris fin dernièrement. CWNG et NUL ont remplacé cet approvisionnement par des contrats de plus courte durée et, aujourd'hui, elles n'achètent plus que pour environ $10,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($360 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$) de gaz par jour dans le cadre d'arrangements à long terme. La figure 2-2 indique la quantité de gaz canadien que les divers distributeurs locaux achètent en vertu d'engagements à long terme.

⁵ Les clients achetant le gaz du réseau sont des utilisateurs ultimes qui s'approvisionnent en gaz auprès du distributeur local suivant un barème de taux réglementés.

⁶ Le rajustement du volume de la demande opérationnelle est une disposition contractuelle qui permet à l'acheteur de rajuster sa quantité contractuelle journalière (QCJ) à la baisse de façon périodique (p. ex. chaque mois). La QCJ peut être réduite d'une quantité égale à un prorata des volumes substitués par des ventes directes dans le marché d'une région au cours d'une période donnée.

FIGURE 2.2**Ventes à long terme de gaz canadien à des distributeurs locaux en 1995 (10⁶pi³/j)****2.1.4 Centrales de cogénération**

À partir de 1985, un nouveau marché s'est développé pour le gaz naturel de l'Ouest canadien à mesure que les producteurs indépendants d'électricité ont commencé à construire un grand nombre de centrales de cogénération partout en Amérique du Nord, mais surtout dans le Nord-Est et sur la côte nord-ouest du Pacifique aux États-Unis.

Dès 1991, les centrales de cogénération américaines et un petit nombre de centrales électriques se procuraient près de 30,7 10⁶m³ (1,1 10⁹ pi³) de gaz canadien par jour suivant des ententes à long terme. Près de 70 % du gaz était exporté à des centrales de cogénération du Nord-Est américain dans le cadre de quelque 30 contrats.

Depuis 1991, le marché américain de la cogénération s'est surtout développé sur la côte nord-ouest du Pacifique, ce qui a donné lieu à 14 nouveaux contrats d'approvisionnement à long terme, totalisant 5,7 10⁶m³ (200 10⁶ pi³) de gaz par jour. Pendant la même période, l'expansion du secteur de la cogénération a ralenti dans le Nord-Est, où seulement quatre nouveaux contrats à long terme ont été conclus avec des centrales de cogénération, pour un volume global d'environ 2,8 10⁶m³ (100 10⁶ pi³) de gaz par jour. De plus, un certain nombre de contrats ont été résiliés au cours des dernières années, par suite de décisions visant à annuler ou à remettre la construction de plusieurs centrales de cogénération dans le Nord-Est. À l'heure actuelle, les contrats conclus avec les centrales de cogénération du Nord-Est américain représentent un volume global quotidien d'environ 20,3 10⁶m³ (715 10⁶ pi³).

Les installations de cogénération canadiennes ne constituent pas un débouché important pour ce qui est de l'achat à long terme du gaz de l'Ouest canadien. Dans la région du Centre, neuf centrales de cogénération achètent 4,2 10⁶m³ (145 10⁶ pi³) de gaz par jour dans le cadre de contrats à long terme (ces contrats ne sont pas du domaine public). La plupart des contrats en question ont été conclus au début des années 1990. La cogénération à base de gaz n'a pas connu un grand développement sur les marchés de la Colombie-Britannique ou de l'Alberta.

2.1.5 Commercialisateurs de gaz américains

Le tout premier contrat avec un commercialisateur américain a été conclu au début de la décennie entre Shell Canada Limitée et Enron Gas Marketing, Inc. Dans les dernières années, les compagnies de commercialisation américaines ont joué un rôle croissant comme acheteurs du gaz de l'Ouest canadien. En effet, en 1994 et 1995, les commercialisateurs américains ont conclu neuf contrats à long terme, correspondant à des livraisons d'environ $8,1 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($285 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$) de gaz par jour, en vue de la revente des volumes à des distributeurs locaux et des utilisateurs ultimes sur les marchés du Midwest et du Nord-Est américain. Dans certains cas, les commercialisateurs américains ont passé des contrats pour acheter du gaz libéré par la résiliation de contrats qui existaient avec des pipelines interétatiques. Dans d'autres cas, ils représentaient de nouveaux débouchés additionnels pour le gaz canadien.

2.2 Vendeurs

Pour ce qui concerne les contrats à long terme, on distingue deux principaux types de vendeurs, à savoir les regroupements-fournisseurs traditionnels⁷ et les producteurs individuels. À ces derniers s'ajoute un petit groupe de commercialisateurs qui se sont constitué un bassin d'approvisionnement pour fins de vente à long terme. Les pratiques de ces trois groupes de vendeurs ont peu changé depuis le début de la décennie.

2.2.1 Regroupeurs-fournisseurs traditionnels

Les regroupements-fournisseurs traditionnels (Pan-Alberta Gas Ltd., ProGas Limited, TransCanada Gas Services Limited (anciennement Western Gas Marketing Limited) et Westcoast Gas Services Inc.) détenaient la plupart des contrats conclus avec les compagnies pipelinières interétatiques. Au cours des dernières années, à mesure que ces contrats ont pris fin, les regroupements ont vu diminuer considérablement les volumes de gaz qu'ils vendent dans le cadre de contrats à long terme. En 1991, les regroupements traditionnels avaient conclu des ententes à long terme pour un volume de $125,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($4,4 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) de gaz par jour. En 1995, ce volume total avait baissé de près de 40 %, n'atteignant plus que $77,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($2,7 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$). Ainsi que l'indique la figure 2-3, les distributeurs locaux américains et les distributeurs canadiens (dans une moindre mesure) sont maintenant les destinataires de la plupart des ventes qu'effectuent les regroupements-fournisseurs traditionnels.

2.2.2 Producteurs de gaz naturel

Suite à la déréglementation des prix du gaz naturel au milieu des années 1980, plusieurs producteurs se sont lancés sur le marché dans l'intention de vendre du gaz directement aux centrales de cogénération et aux distributeurs locaux canadiens et américains dans le cadre de contrats à long terme. En 1991, les producteurs s'étaient engagés à livrer $64,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($2,3 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) de gaz par jour en vertu de leurs contrats à long terme. Or, suite à la résiliation de contrats et à l'application des mécanismes de rajustement du volume de la demande opérationnelle, dans le cas des distributeurs locaux, le volume des engagements pris par les producteurs a chuté à $46,9 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($1,7 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) de gaz par jour. La figure 2-4 permet de voir que les producteurs ont passé la majorité de leurs contrats à long terme avec des distributeurs locaux et des centrales de cogénération au Canada.

⁷ Les regroupements-fournisseurs traditionnels étaient les principaux commercialisateurs de gaz naturel canadien avant la déréglementation en 1985. La plupart d'entre eux existent encore aujourd'hui, mais ils ont dû se restructurer pour s'adapter aux changements survenus sur le marché durant la dernière décennie. région au cours d'une période donnée.

FIGURE 2.3

Contrats à long terme conclus par les regroupeurs-fournisseurs en 1995

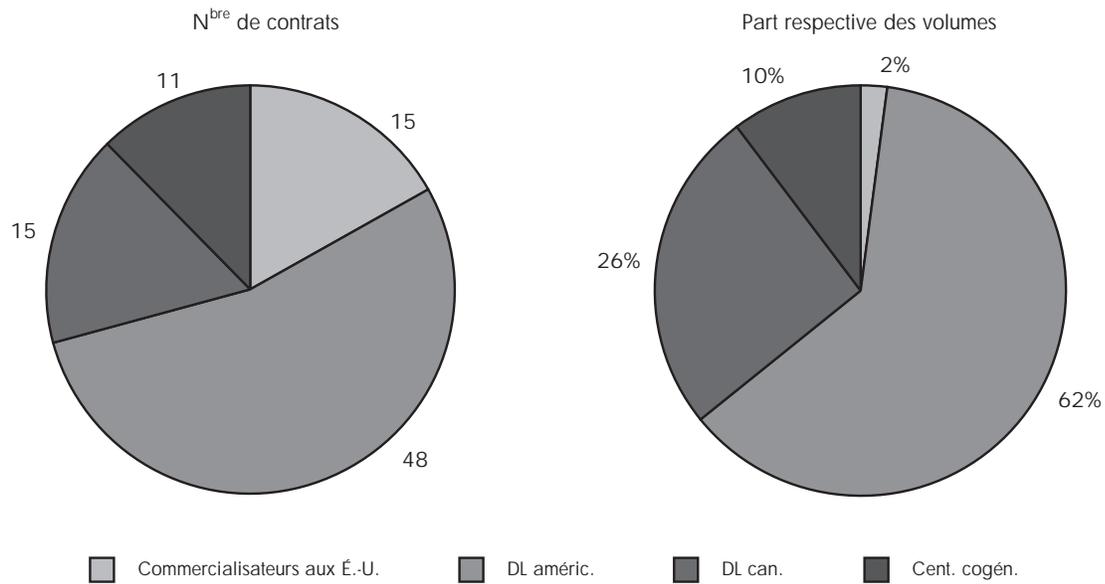
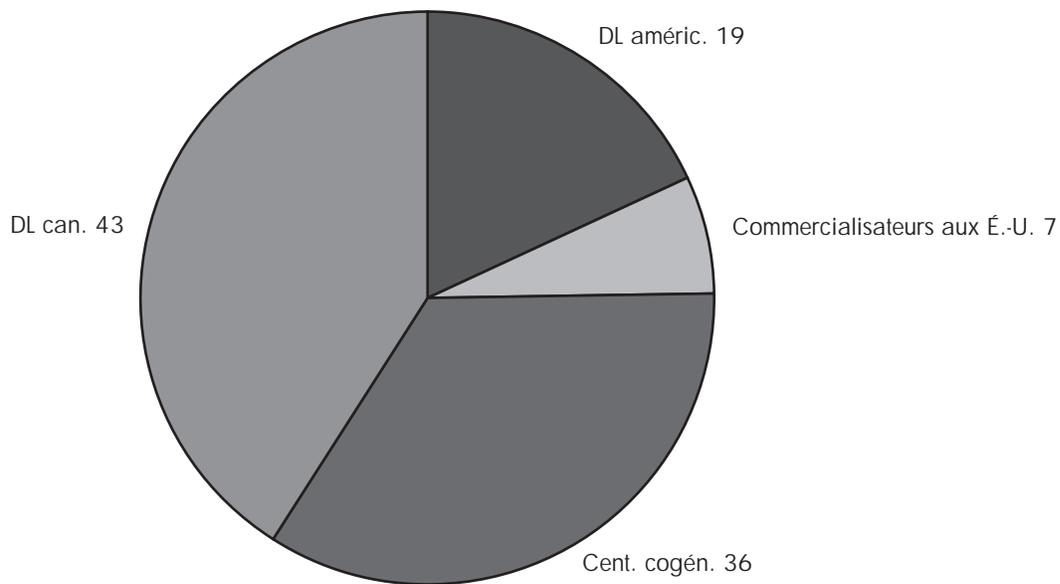


FIGURE 2.4

Contrats à long terme conclus par les producteurs en 1995



2.2.3 Commercialisateurs de gaz naturel canadien

Les commercialisateurs de gaz naturel sont semblables aux regroupements-fournisseurs traditionnels, sauf qu'il ont tendance à être plus petits et que la plupart d'entre eux ne sont apparus sur le marché qu'au lendemain de la déréglementation en 1985. Les volumes de gaz qu'ils transigent dans le cadre de contrats à long terme sont relativement modestes. En 1995, ils prévoyaient livrer $10,9 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ ($385,7 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$) de gaz par jour en vertu de contrats à long terme, comparativement à $9,2 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ ($322 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$) en 1991.

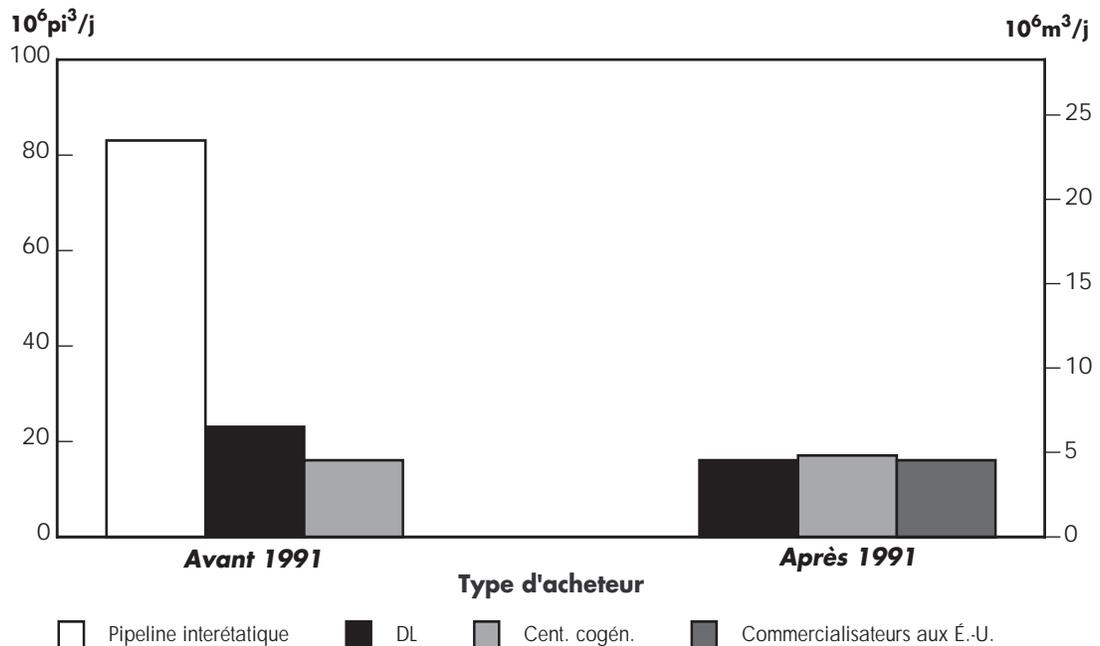
2.3 Envergure des contrats à long terme

Le changement de vocation des sociétés pipelinières interétatiques, qui avaient été d'importants regroupements de la demande de gaz de l'Ouest canadien, a entraîné une réduction notable de la taille des contrats d'approvisionnement à long terme. Avant la déréglementation, à l'époque où les pipelines interétatiques étaient les plus gros acheteurs de gaz suivant des arrangements à long terme, la taille moyenne des contrats était de $3,5 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ ($125 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$) de gaz par jour. Entre 1985 et 1991, beaucoup de petits acheteurs, comme les centrales de cogénération et les distributeurs locaux américains, sont apparus sur le marché, et la taille des contrats a de nouveau diminué pour atteindre en moyenne $1,2 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ ($41 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$) de gaz par jour. Cette tendance s'est maintenue par la suite, principalement à cause de la diminution de 30 % de l'envergure des contrats conclus avec les distributeurs locaux, si bien que la taille moyenne de l'ensemble des contrats à long terme négociés depuis 1991 correspond à $0,5 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ ($16 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$) de gaz par jour.

La figure 2-5 fait voir que la taille moyenne des contrats négociés avec les distributeurs locaux n'a cessé de diminuer, tandis que celle des contrats conclus avec des centrales de cogénération n'a pas changé.

FIGURE 2.5

Taille moyenne des contrats - avant et après 1991



2.4 Durée des contrats à long terme

À mesure que s'est amenuisée la taille moyenne des contrats, la durée des contrats à long terme a également diminué. Pendant les années 1970 et le début des années 1980, la durée d'un contrat à long terme conclu avec une société pipelinière interétatique ou un distributeur local américain était habituellement de 20 à 25 ans, car les acheteurs étaient soucieux de garantir leur approvisionnement en gaz en cas de pénurie éventuelle. Lorsque les craintes concernant la durabilité des approvisionnements à long terme se sont quelque peu dissipées vers la fin des années 1980, la tendance à passer des contrats de moins longue durée est apparue. Au début de la décennie, la plupart des contrats à long terme conclus avec des distributeurs locaux portaient normalement sur des périodes de 10 ou 15 ans. Les contrats passés avec la plupart des centrales de cogénération visaient des périodes de 15 ans, bien qu'un petit nombre d'entre eux portaient sur 20 ans.

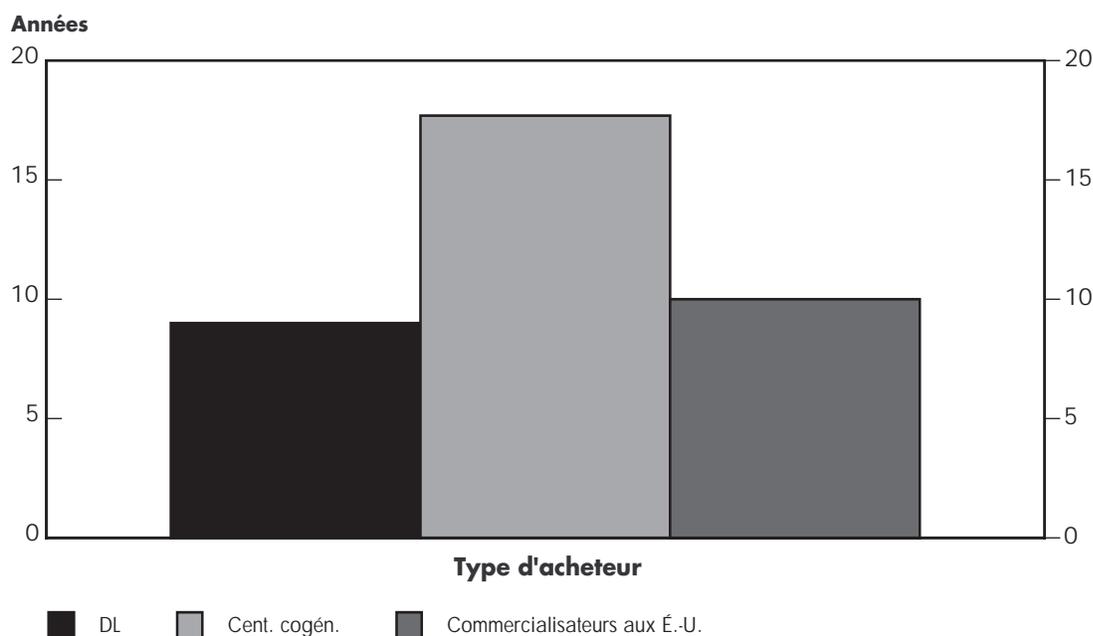
La tendance à conclure des contrats de moins longue durée s'est maintenue depuis 1991, surtout parmi les distributeurs locaux. Comme l'indique la figure 2-6, la durée moyenne des nouveaux contrats avec des distributeurs locaux est inférieure à 10 ans. Les contrats conclus avec les centrales de cogénération portent encore sur des périodes de 15 ou 20 ans, durée qui coïncide habituellement avec l'échéance des accords de financement appuyant les installations de cogénération. La durée moyenne des contrats conclus avec les commercialisateurs américains est de 10 ans.

2.5 Volume total de gaz engagé dans le cadre des contrats à long terme

Face à la résiliation de nombreux contrats à long terme conclus avec des pipelines interétatiques américains, à la maturité des contrats signés avec les distributeurs locaux canadiens et à la tendance à négocier des contrats pour des volumes plus modestes et de plus courtes périodes, il y a lieu de s'interroger sur la quantité de gaz de l'Ouest canadien qui est encore engagée en vertu de contrats à long terme.

FIGURE 2.6

Durée moyenne des contrats négociés depuis 1991



La figure 2-7 révèle qu'il y aura une diminution marquée, au cours de la prochaine décennie, du volume total de gaz de l'Ouest acheté en vertu des contrats à long terme actuels. Cette baisse est particulièrement apparente à compter de l'an 2000, ramenant les volumes actuels à moins de $13,3 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ ($470 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) de gaz par année d'ici 2007. On prévoit que la plupart des volumes de gaz actuellement vendus suivant des contrats à long terme continueront de circuler à l'expiration des contrats en question, mais qu'ils seront probablement commercialisés dans le cadre d'ententes de moins longue durée, étant donné la tendance à s'éloigner des contrats à long terme.

Comme l'indique la figure 2-8, presque tout le gaz restant dans le cadre des contrats à long terme actuels sera vendu à des centrales de cogénération d'ici l'an 2007.

2.6 Ventes à long terme et ventes à court terme

Avant la déréglementation en 1985, la quasi-totalité du gaz en provenance de l'Ouest canadien était vendue dans le cadre de contrats à long terme. Dès 1990, la proportion des ventes totales effectuées dans le cadre de contrats à long terme avait chuté à 58 % et, en 1994, elle ne correspondait plus qu'à 36 % des ventes totales, chiffrées à $133 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ ($4,7 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$). C'est ce qu'indique la figure 2-9.

Comme nous l'avons mentionné, tout porte à croire que les volumes de gaz vendus dans le cadre de contrats à long terme continueront de diminuer à mesure que les distributeurs locaux américains perdront plus de terrain au profit des achats directs et que les acheteurs et vendeurs en viendront à voir les marchés du gaz à court terme comme des sources fiables d'approvisionnement. Ce n'est pas dire, cependant, qu'il n'y aura pas lieu de conclure de nouveaux contrats à long terme à l'avenir, notamment pour appuyer la construction d'un nouveau pipeline ou pour répondre aux conditions changeantes du marché.

FIGURE 2.7

Volumes de gaz canadien encore vendus dans le cadre de contrats à long terme

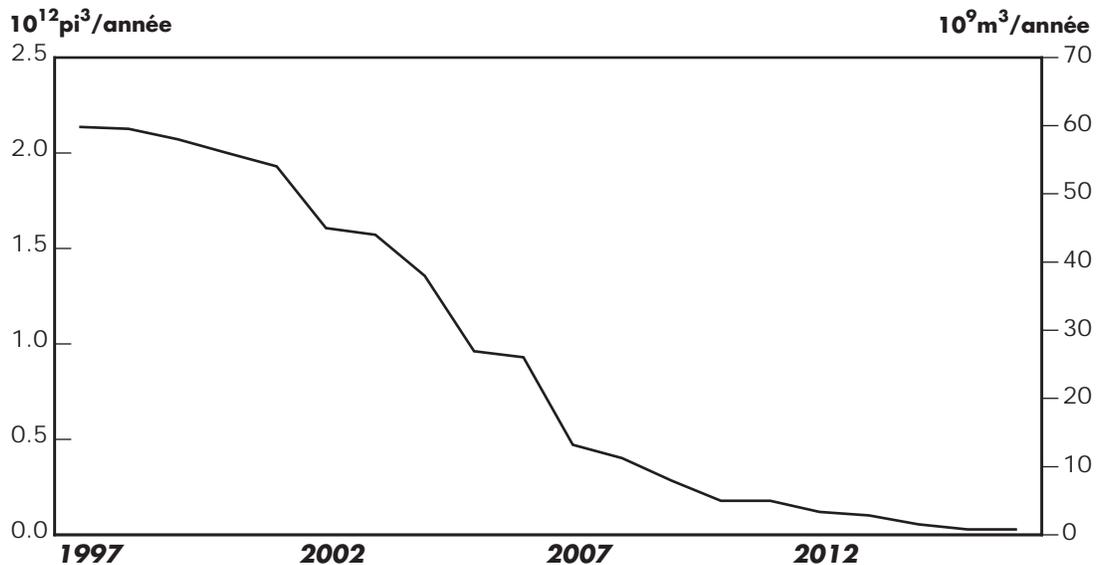
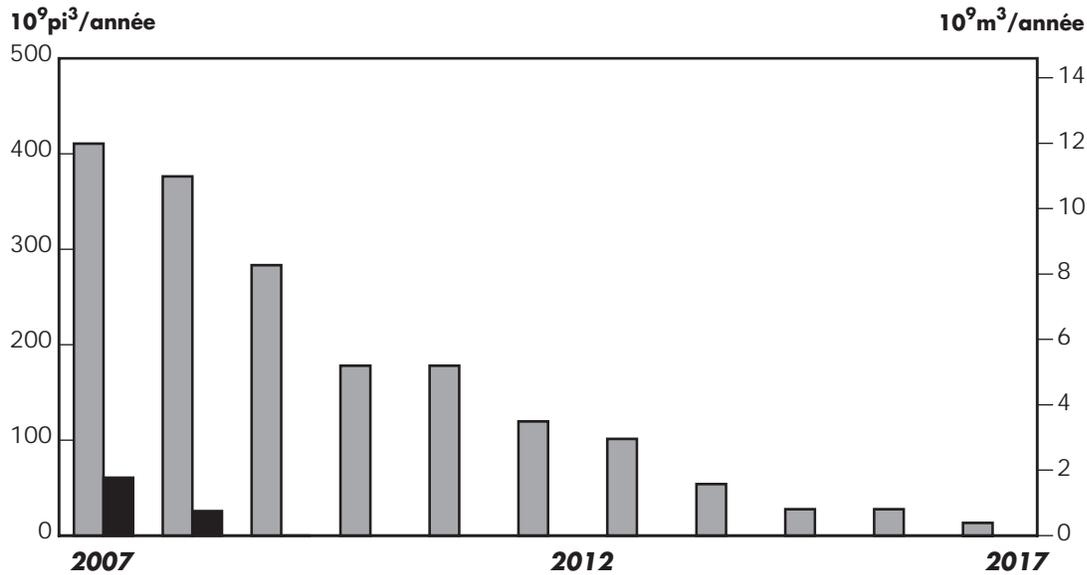
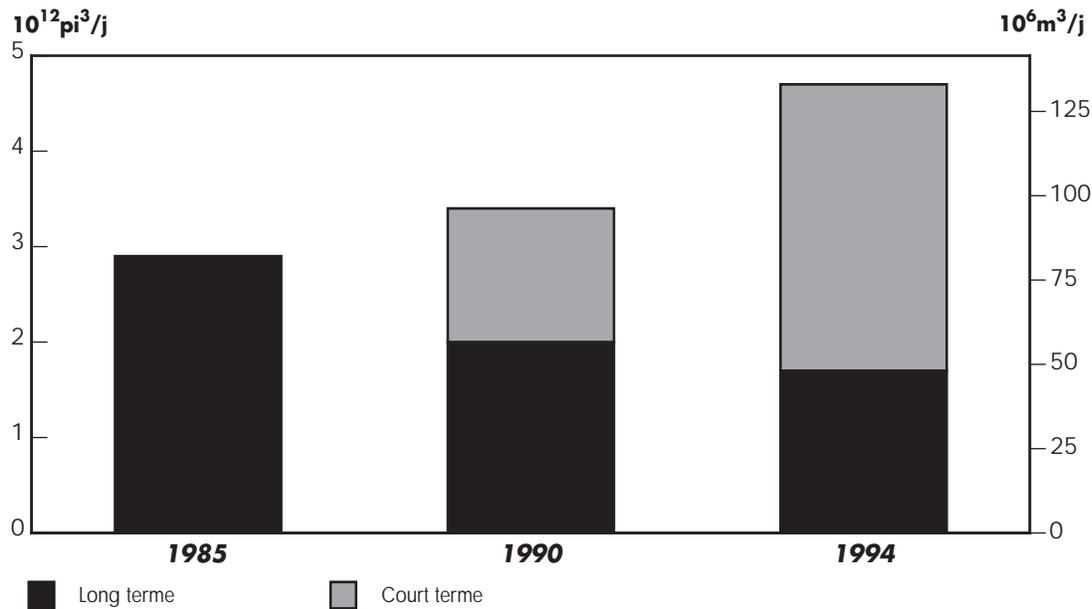


FIGURE 2.8**Contrats avec les DL et les centrales de cogénération après 2006****FIGURE 2.9****Ventes de gaz à court terme et à long terme****2.7 Points de livraison prévus par les contrats**

Avant la déréglementation, presque tous les contrats à long terme prévoyaient un point de livraison situé en aval du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Pour le gaz destiné à l'exportation, le point de vente était le point d'exportation sur la frontière canado-américaine, situé au point d'interconnexion avec le pipeline interétatique américain. Dans le cas des ventes sur le marché intérieur, le point de vente correspondait presque toujours au point d'interconnexion avec le réseau de distribution locale.

En 1988, les distributeurs locaux du Centre canadien ont dérogé à la pratique habituelle et ont passé des contrats à long terme où ils achetaient le gaz à Empress (sur la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan), soit au point d'admission du réseau de TCPL. Ces distributeurs détiennent dans le réseau de TCPL la capacité nécessaire pour transporter le gaz acheté d'Empress jusqu'à leurs zones de desserte respectives. Dans le cadre des rares contrats qu'ils ont négociés depuis le début des années 1990, ces distributeurs ont maintenu la pratique d'acheter leur gaz à Empress, bien qu'il aient manifesté un certain intérêt à changer ce point de livraison pour l'installation de stockage AECO 'C'⁸ ou le point de transfert des titres de propriété du gaz dans NOVA («TTN»)⁹, étant donné la plus grande fluidité du marché en cet endroit.

BC Gas détient également, dans le réseau Westcoast, une bonne partie de la capacité de transport nécessaire pour lui permettre de desservir son marché, bien qu'elle ait dans de nombreux cas cédé cette capacité à ses fournisseurs. Les deux grands services publics de l'Alberta ont opté, dans le cadre d'un grand nombre de leurs contrats d'approvisionnement à long terme, pour la livraison à l'installation de stockage AECO 'C', ou à un point de livraison équivalent, tel que l'installation de stockage de Carbon (Alberta), près de Calgary.

Contrairement aux distributeurs locaux canadiens, les distributeurs américains n'achètent pas le gaz de source canadienne à des points de livraison en amont. À quelques exceptions près, les distributeurs américains ont toujours acheté le gaz de l'Ouest canadien au point d'exportation sur la frontière canado-américaine, pratique qui s'est maintenue durant les années 1990. Cette pratique s'explique en partie du fait qu'au moment où les distributeurs locaux ont commencé à acheter directement leur gaz, au lieu de s'approvisionner par l'intermédiaire des compagnies pipelinières interétatiques, les vendeurs (habituellement des regroupements-fournisseurs) détenaient la capacité pipelinière requise pour assurer le transport jusqu'au point d'exportation. Toutefois, même dans les cas où la vente à un distributeur local représente un marché additionnel, le point de livraison demeure habituellement le point d'exportation sur la frontière canadienne, peu importe si le fournisseur est un producteur ou un regroupement-fournisseur.

Un grand nombre de centrales de cogénération du Nord-Est américain qui ont passé des contrats à long terme pour l'achat de gaz de l'Ouest canadien entre 1988 et 1991 ont également négocié des dispositions suivant lesquelles elles achetaient le gaz à Empress et détenaient une capacité de transport en aval du point d'achat. Le fait d'acheter le gaz à Empress leur permettait de payer moins de frais liés au produit quant au gaz utilisé pour exploiter l'installation de cogénération et donc d'en rehausser le facteur de charge. En acceptant de détenir cette capacité pipelinière, les centrales de cogénération représentaient aussi un débouché attrayant pour les producteurs indépendants désireux de conclure directement des contrats de vente à long terme. Pratiquement tous les contrats à long terme passés avec des centrales de cogénération ou des compagnies de production d'électricité établies dans le Nord-Est américain ou en Californie, dont le point de livraison se trouve à Empress ou à Coleman, ont pour fournisseurs des producteurs indépendants. Dans le cas de toutes les centrales de cogénération du Nord-Ouest du Pacifique qui s'approvisionnent en gaz de la C.-B., acheminé par le réseau Westcoast, le contrat stipule comme point de livraison un endroit sur la frontière canado-américaine, comme Huntingdon (C.-B.)

⁸ AECO 'C' est une installation de stockage du gaz adjacente au réseau de transport NOVA, située 100 km à l'ouest d'Empress.

⁹ On entend par transfert de titre dans NOVA l'échange ou la cession du titre de propriété de volumes de gaz reçus par le réseau pipelinier NOVA, mais non encore acheminés à un pipeline de liaison.

Les ventes à long terme aux commercialisateurs américains, qui représentent un marché relativement nouveau pour les contrats à long terme, comportent divers points de livraison qui sont généralement des points en amont, p. ex. Empress, en Alberta. D'autres contrats à long terme avec des commercialisateurs américains prévoient des points de livraison en aval, au sud de la frontière canado-américaine, tels que Ventura et Harper (Iowa) le long du réseau Northern Border.

MODALITÉS DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL

La plupart des contrats à long terme régissant les ventes de gaz naturel de l'Ouest canadien ont eu pour objet principal d'assurer à l'acheteur un approvisionnement fiable, souvent à un point de livraison situé aux installations de l'acheteur ou à proximité de celles-ci, et d'offrir au vendeur un débouché commercial à long terme. Les modalités des contrats à long terme sont souvent établies en fonction des besoins particuliers des acheteurs et des vendeurs ainsi qu'en fonction de leur perception des risques inhérents et des conditions du marché au moment où le contrat est négocié.

Au cours des dernières années, nous avons observé seulement des changements modestes dans les modalités garantissant le respect de l'obligation de l'acheteur de s'approvisionner en gaz dans le cadre de contrats à long terme. Les mécanismes utilisés pour forcer le vendeur à livrer le produit sont presque demeurés inchangés. Le prix contractuel représente l'aspect des contrats à long terme qui a fait l'objet de nombreux changements importants, non seulement dans les nouveaux contrats mais également dans les modifications apportées aux contrats en vigueur.

Dans le présent chapitre, nous évaluerons les changements apportés aux mécanismes d'établissement des prix utilisés dans les contrats à long terme, et nous analyserons les tendances observées depuis 1991 relativement aux modalités visant à faire respecter l'obligation de l'acheteur de s'approvisionner en gaz et celle du vendeur de livrer le produit commandé.

3.1 Prix des contrats à long terme

Avant 1986, le prix de la quasi-totalité du gaz naturel canadien était réglementé par les gouvernements. Quand les prix ont été déréglementés en 1986, l'absence de marchés et d'information sur les marchés ont représenté un défi de taille pour les parties aux ententes à long terme qui devaient négocier le prix contractuel.

Avant 1992, le prix du gaz exporté aux pipelines interétatiques américains dans le cadre de contrats à long terme était généralement indexé au coût pondéré moyen (mensuel ou annuel) du gaz («CPMG») acheté auprès des fournisseurs américains par le pipeline interétatique en vue de la revente aux distributeurs locaux. Les contrats à long terme négociés avec les installations de cogénération et les distributeurs locaux américains à la fin des années 1980 prévoyaient en général des formules complexes d'établissement des prix en vertu desquelles le prix contractuel était relié à un ensemble de tarifs pipeliniers et de prix des combustibles de rechange comme l'huile de chauffage, le mazout lourd et, parfois, le charbon. Dans le cadre d'autres contrats à long terme

avec les distributeurs locaux, et notamment les distributeurs canadiens, les parties devaient renégocier le prix contractuel chaque année, ce qui s'avérait un processus long et difficile étant donné l'absence d'information fiable sur les prix du gaz à venir.

Quand la FERC a pris le décret 636 en 1992, et à mesure que les pipelines interétatiques américains ont délaissé graduellement leur rôle de marchands de gaz naturel, les parties à un nombre considérable de contrats d'exportation à long terme ont été obligées de revoir les modalités d'établissement des prix de leurs contrats à long terme. En même temps, l'évolution des marchés à court terme pour le gaz de l'Ouest canadien a amené des parties comme les distributeurs locaux canadiens à conclure des contrats à long terme assortis de prix négociés annuellement.

À compter de la fin des années 1980 aux États-Unis et du début des années 1990 au Canada, les prix du marché au comptant sont devenus un indicateur fiable du prix du gaz garanti vendu sur de courtes périodes de temps (p. ex. une journée ou un mois). Aujourd'hui, ces marchés sont considérés comme étant des marchés équilibrés, fluides et concurrentiels. Parallèlement, le contrat à terme de la NYMEX a été reconnu comme un marché très fluide et concurrentiel où le prix futur du gaz à livrer sur de longues périodes pourrait être déterminé. Nombre d'acheteurs et de vendeurs veulent aussi être en mesure de gérer les risques de prix associés à leurs contrats à long terme sur les marchés financiers.

Les changements qui ont été apportés aux méthodes d'établissement des prix des contrats à long terme entre 1992 et 1995, par suite de ces faits nouveaux, sont les changements les plus importants que les modalités des contrats à long terme ont subis au cours des dernières années.

Avec la disparition des principaux indices utilisés dans les années 1980 et au début des années 1990 pour établir le prix du gaz à long terme (p. ex. CPMG des pipelines interétatiques), nombre de parties se sont tournées vers les marchés au comptant et, dans une moindre mesure, vers la NYMEX, pour déterminer le prix de référence du gaz vendu dans le cadre de contrats à long terme. Le prix de référence du gaz est rajusté au besoin en fonction de facteurs tels que les points de livraison. Nous analysons ci-dessous la structure de ces indices de base ainsi que les rajustements types des prix.

3.1.1 Frais liés à la demande

Dans la plupart des contrats à long terme visant des services regroupés (le produit (gaz naturel) et le service de transport), le prix est composé de frais liés au produit et de frais liés à la demande. Normalement, la composante-demande vise à recouvrer auprès de l'acheteur les coûts fixes engagés par le vendeur, quel que soit le débit réel de gaz. Elle peut inclure les frais liés à la demande en services de pipeline (p. ex. NOVA et TCPL) engagés par le vendeur jusqu'au point de livraison, des frais de stockage des réserves de gaz engagés par le vendeur, des frais de réservation et des frais d'administration. Plus rarement, elle peut inclure le coût du combustible servant à l'exploitation du pipeline et les frais liés au produit des pipelines. Plus le point de vente est éloigné du point de production plus les frais liés à la demande sont importants par rapport au prix contractuel intégral.

3.1.2 Frais liés au produit

Habituellement, les frais liés au produit reflètent le prix du gaz naturel vendu dans le cadre du contrat et, dans la quasi-totalité des contrats à long terme aujourd'hui, ils sont fixés périodiquement (habituellement tous les mois) en fonction des prix du gaz au comptant et, dans une moindre mesure, en fonction des prix du mazout.

Les frais liés au produit ou les prix du gaz naturel de l'Ouest canadien stipulés dans les contrats peuvent être déterminés de trois façons : i) valeur sur le marché ultime : la composante-produit est calculée en fonction du prix des sources d'énergie de remplacement, habituellement les approvisionnements en gaz de rechange dans la région du marché de l'acheteur (soit le coût évité ou le coût de la solution de rechange de l'acheteur); ii) valeur dans la région d'approvisionnement : la composante-produit est fondée sur les prix du marché du gaz de l'Ouest canadien dans le bassin d'approvisionnement (p. ex. à Empress, en Alberta), et iii) contrats dans lesquels l'acheteur et le vendeur s'entendent, au moyen d'une formule ou par voie de négociations, sur une méthode de calcul combinant les valeurs marchandes sur le marché ultime et dans le bassin d'approvisionnement.

La figure 3-1 indique les facteurs déterminants du prix des contrats canadiens et américains passés depuis 1991. La vaste majorité de ces contrats sont établis en fonction des prix au comptant au Canada ou aux États-Unis.

En dépit des changements apportés aux modalités d'établissement du prix contractuel, la plupart des contrats passés avec les installations de cogénération et les distributeurs locaux américains ont encore des prix liés au produit qui sont fondés sur la valeur marchande ou les conditions du marché au point de consommation ou à proximité de celui-ci. La figure 3-2 montre les facteurs déterminants des prix des contrats conclus avec les distributeurs locaux américains, et la figure 3-3 présente les facteurs déterminants pour les contrats passés avec les installations de cogénération.

La quasi-totalité des contrats basés sur les prix du pétrole ont été négociés avant 1992 et visent des ventes aux distributeurs locaux et aux installations de cogénération du Nord-Est des États-Unis, ce qui comprend les gros contrats avec le consortium de distributeurs de Boundary Gas, Inc. et Alberta Northeast Gas.

Dans la plupart des contrats visant à approvisionner des marchés intérieurs, les prix du produit sont fixés en fonction des conditions du marché dans le bassin d'approvisionnement. Les contrats

FIGURE 3.1

Facteurs déterminants du prix - contrats conclus avec les DL canadiens et américains depuis 1991

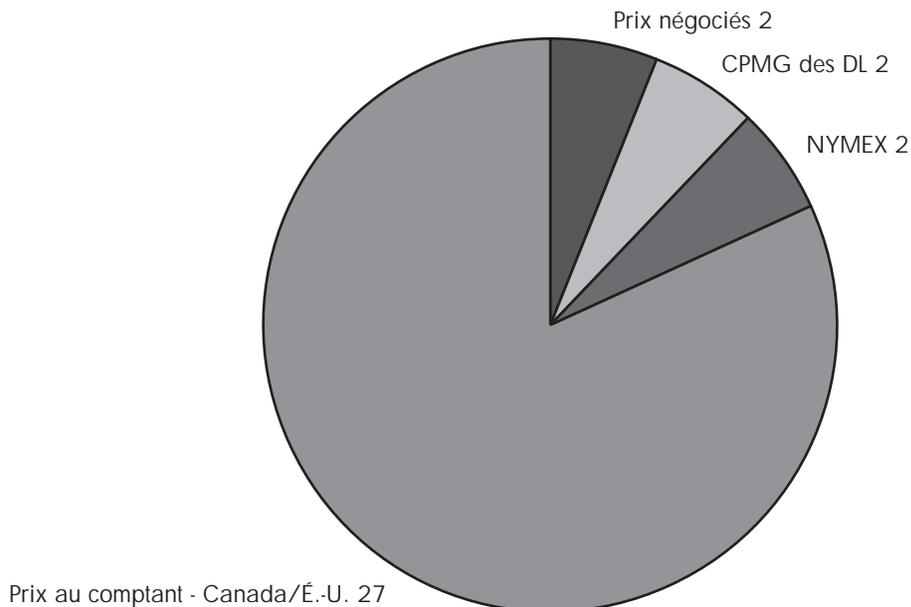


FIGURE 3.2

Facteurs déterminants du prix - contrats avec les DL américains

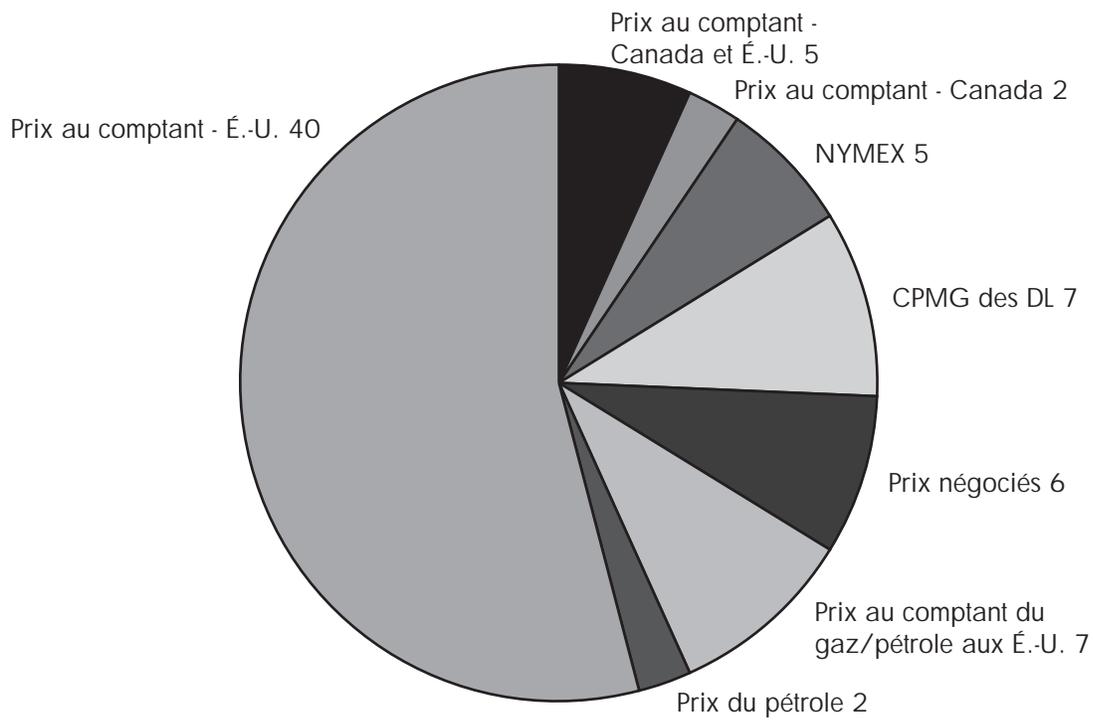
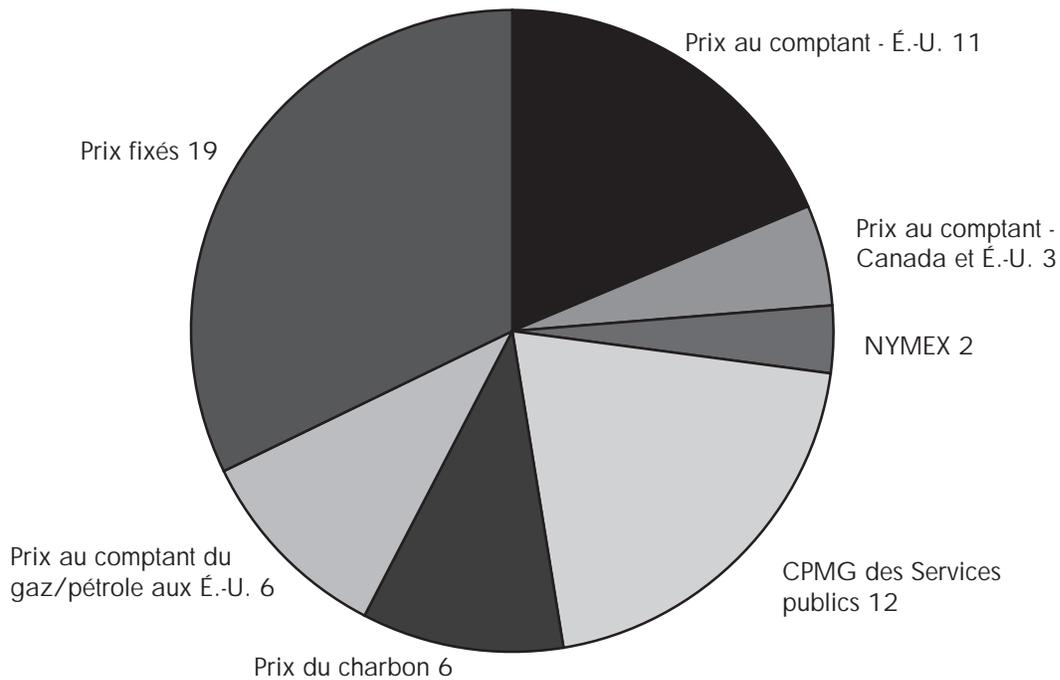


FIGURE 3.3

Facteurs déterminants du prix - contrats avec les centrales de cogénération



à grand volume conclus entre TCGS et Consumers' Gas, Union Gas, Centra Gas Ontario et Centra Gas Manitoba sont fondés sur les prix de la NYMEX dont on déduit la différence de base d'Empress¹⁰. Les prix prévus dans la quasi-totalité des autres contrats à long terme destinés à approvisionner les marchés du Centre canadien et de l'Alberta sont fondés sur les prix mensuels au comptant à Empress ou à l'installation AECO 'C'/point TTN.

Bon nombre des contrats d'approvisionnement à long terme conclus entre BC Gas et des producteurs-commercialisateurs ont été également modifiés ces dernières années : au lieu d'être négociés annuellement, les prix sont indexés aux prix mensuels au comptant pour BC Gas et aux prix de la NYMEX, redressés de la différence de base de Sumas.

Voici la distinction entre les points de référence pour les prix des contrats destinés aux marchés canadiens et les prix des contrats d'exportation :

- i) La quasi-totalité des contrats d'exportation à long terme passés avec les distributeurs locaux américains portent sur des services regroupés. Le point de vente est le point d'exportation, lequel est souvent situé à proximité du marché de l'acheteur, ce qui permet au vendeur de fixer le prix en fonction des solutions de rechange de l'acheteur (dans la plupart des cas, le gaz au comptant de source américaine).
- ii) Par contre, les contrats à long terme visant à approvisionner les marchés intérieurs concernent uniquement le produit, et le point de vente est situé dans le bassin d'approvisionnement (le transport en aval du bassin n'est pas fourni), ce qui permet à l'acheteur de fixer le prix en fonction de solutions de rechange du vendeur, normalement les prix au comptant ou à court terme en Alberta et en C.-B.

Dans la plupart des contrats à long terme avec les distributeurs locaux canadiens et américains négociés depuis 1991, les prix du produit ont été établis de façon à suivre systématiquement les prix du gaz au comptant au Canada ou aux États-Unis. Aucun nouveau contrat de ce genre négocié pendant la période ne prévoit un prix indexé aux prix des produits pétroliers ou du charbon. Les modalités d'établissement du prix de plus de 40 des contrats en vigueur en 1991 ont été renégo-ciés de façon que les prix au comptant soient substitués aux autres prix du gaz comme le CPMG.

En indexant les prix des contrats à long terme aux indices officiels comme les prix au comptant au Canada et aux États-Unis aux principaux carrefours, les acheteurs et les vendeurs peuvent atténuer les risques de prix; en outre, on peut gérer davantage ces risques au moyen d'instruments financiers comme les «échanges».

Aujourd'hui, la plupart des contrats prévoyant des points de livraison en aval ont des prix de produit dont on a déduit les frais liés à la demande payés aux termes du contrat. Voici un indice de prix type d'un contrat à long terme visant des services regroupés :

Frais liés au produit = prix au comptant aux É-U. - frais liés à la demande

Prix au comptant aux É-U.-peut être la moyenne des prix au comptant sur la côte du Golfe et au milieu du continent, cotés par la presse professionnelle

¹⁰ La différence de base d'Empress est l'écart, déterminé par le marché, entre le prix du gaz naturel livré au carrefour Henry, en Louisiane, et le prix du gaz livré à Empress, cotés par les institutions financières actives sur le marché libre.

Frais liés à la demande-peuvent inclure les frais liés à la demande pour le transport par pipeline canadien jusqu'au point de livraison (p. ex. frais liés à la demande perçus par NOVA et TCPL jusqu'à Emerson), plus des frais de stockage de réserves de gaz («FSRG») (ex. 0,10 \$ US/ 10⁶btu)

Prix contractuel intégral = frais liés au produit (comme ci-dessus) + frais liés à la demande prévus au contrat

Ce genre de contrat est souvent qualifié d'accord fondé sur les rentrées nettes. Avec la méthode des rentrées nettes, c'est le vendeur qui assume le risque d'augmentation des droits pipeliniers. Cette formule garantit que le gaz faisant l'objet du contrat demeure concurrentiel dans la zone du marché de l'acheteur, en accroissant les facteurs de charge contractuels tout en protégeant le vendeur contre le risque de frais liés à la demande non absorbée en services de pipeline. La plupart des contrats ne prévoient pas la renégociation des frais liés à la demande pendant la durée du contrat.

3.1.3 Souplesse et arbitrage en matière d'établissement des prix

Le moyen le plus efficace de garantir la pleine exécution d'un contrat à long terme par l'acheteur et le vendeur et d'atteindre un facteur de charge contractuel élevé, c'est de s'assurer que le prix contractuel est indicatif du marché, c'est-à-dire qu'il se rapproche du prix des solutions de rechange du vendeur et de l'acheteur au point de livraison.

Pour protéger à la fois le vendeur et l'acheteur contre le risque que la méthode d'établissement des prix ou l'indice de prix employé ne reflète pas les objectifs établies quant au prix pendant toute la durée du contrat, la plupart des contrats stipulent que l'une ou l'autre partie peut demander que la formule soit renégociée. Dans le cadre de notre étude, environ 65 % des contrats à long terme dans lesquels les prix sont indexés ou établis en fonction du marché prévoient une formule d'arbitrage classique ou l'arbitrage des propositions finales. Dans le second cas, chaque partie fait valoir son prix avec preuve à l'appui, et les arbitres doivent choisir l'un ou l'autre prix. Dans la plupart des contrats, le recours à la renégociation et à l'arbitrage est autorisé seulement pour régler les différends concernant le prix du produit. Les obligations relatives aux frais liés à la demande ne sont normalement pas soumises à la renégociation ou à l'arbitrage.

Depuis la déréglementation, les parties établissent habituellement des critères et des objectifs détaillés à partir desquels les arbitres doivent déterminer un prix devant servir d'indice. En outre, les contrats actuels précisent les règles à suivre ainsi que le lieu de l'arbitrage, comme le B.C. Centre for International Arbitration à Vancouver.

La plupart des contrats prévoient l'arbitrage classique dans le cadre duquel les deux parties présentent leur position et leur preuve quant au prix contractuel qu'elles jugent approprié, et l'arbitre (ou les arbitres) établit un prix en se fondant sur la preuve déposée ainsi que sur les objectifs et les critères énoncés dans le contrat. En général, les contrats prévoient encore l'arbitrage des propositions finales (comme au baseball).

3.2 Obligation de l'acheteur de s'approvisionner en gaz

Pour la plupart des vendeurs, qu'il s'agisse de producteurs ou de regroupements-fournisseurs, l'objet premier d'un contrat à long terme est de trouver un débouché stable et fiable pour une partie de leur production ou de leur approvisionnement en gaz. Cependant, contrairement aux contrats à court terme ou au comptant actuels, l'acheteur, dans le cadre de contrats à long terme, ne s'engage pas fermement à acheter toutes les quantités contractuelles chaque jour du contrat. Pour s'assurer que les facteurs de charge seront élevés tout au long du contrat, et avant de s'engager à répondre,

sur demande, aux exigences de l'acheteur, le vendeur obtient généralement l'engagement de l'acheteur ou l'incite autrement à acheter, chez lui, au moins une fraction appréciable de la quantité contractuelle annuelle ou mensuelle.

Le vendeur s'expose à deux grands risques quant il passe un contrat garanti à long terme avec un acheteur. D'abord, il peut arriver que l'acheteur perde ou abandonne son marché par suite d'un changement structurel de la demande, ou qu'il change de rôle suite à la modification de la réglementation. Cela s'est produit récemment aux États-Unis quand les pipelines interétatiques ont mis fin à leur activités de marchand en vertu du décret 636 de la FERC. La situation a été la même au Canada après la déréglementation en 1985 quand les utilisateurs ultimes des secteurs industriel et commercial ont choisi d'acheter le gaz directement des producteurs-commercialisateurs, au lieu de passer par des regroupements traditionnels comme les distributeurs locaux. Il faut prévoir d'autres changements des deux côtés de la frontière si les activités de mise en marché du gaz des distributeurs locaux canadiens sont entièrement déréglementées et si l'achat direct devient une pratique courante sur les marchés des É.-U. Il est difficile pour les vendeurs de se protéger efficacement contre ce risque au moyen d'un contrat de vente de gaz, ce qui donne souvent lieu à une résiliation hâtive des contrats à long terme ou à l'apport de changements majeurs à ceux-ci. Le deuxième risque, contre lequel le vendeur peut mieux se prémunir, est la possibilité que les acheteurs «explorent le marché» et achètent du gaz auprès d'autres fournisseurs (p. ex. marché au comptant), habituellement à des prix inférieurs au prix contractuel à long terme, avant d'avoir commandé tous les volumes prévus au contrat.

Plusieurs mécanismes sont utilisés pour faire en sorte que l'acheteur soit obligé d'acheter les volumes de gaz prévus au contrat et ainsi réduire les risques décrits ci-dessus, notamment le deuxième. En même temps, l'application de ces mécanismes au cours des cinq dernières années reflète le fait que nombre d'acheteurs, notamment les distributeurs locaux canadiens et américains, n'ont plus de marchés garantis ou assurés pour le gaz acheté dans le cadre de contrats à long terme.

3.2.1 Engagements de prise obligatoire

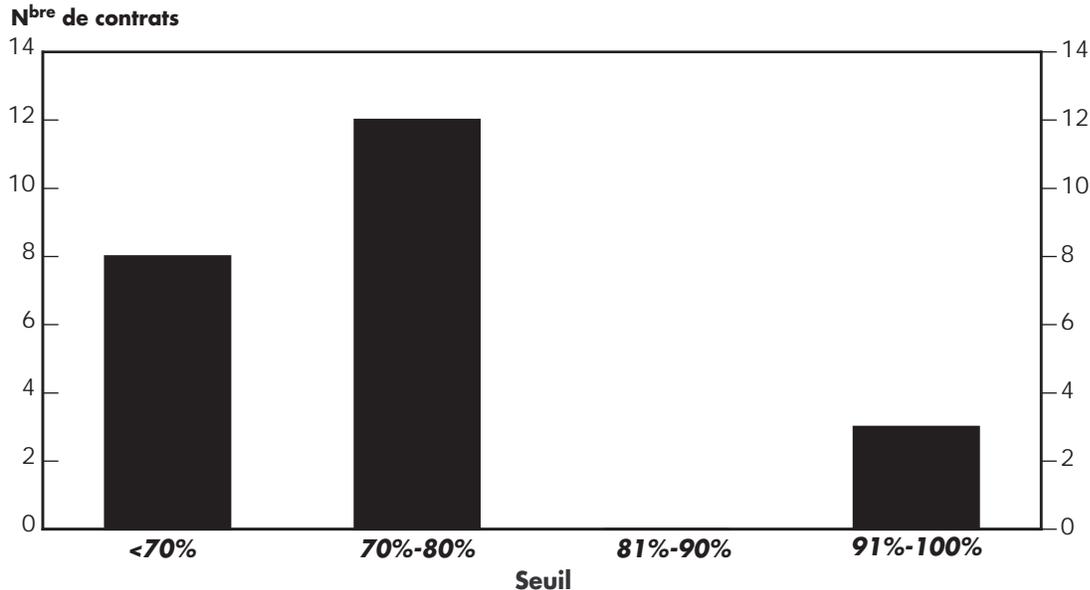
Dans le présent rapport, la prise obligatoire est l'obligation de l'acheteur de se procurer un volume de gaz précis pendant une période définie (p. ex. 60 à 80 % de la quantité contractuelle mensuelle («QCM») ou de la quantité contractuelle annuelle («QCA»). Si l'acheteur n'achète pas le volume stipulé (en tenant pour acquis que le vendeur a pu livrer le gaz) pour des raisons autres qu'un cas de force majeure, il est néanmoins obligé de payer le gaz, habituellement à sa juste valeur marchande. En effet, l'acheteur a payé le gaz à l'avance et peut récupérer le volume restant de gaz payé à l'avance au cours des deux ou trois années suivantes, et souvent pendant la période restante de l'entente, sous réserve de la disponibilité de la capacité de transport.

Aujourd'hui, un maximum de 25 contrats contiennent des clauses de prise obligatoire, comparativement à 55 en 1991, ce qui indique une tendance soutenue vers l'abandon de cette pratique. Les contrats examinés dans le cadre de notre étude qui contenaient des clauses classiques de prise obligatoire sont répartis à part égales entre le secteur de la cogénération et les distributeurs locaux américains.

L'expérience nous enseigne que la clause de prise obligatoire ne protège pas le vendeur contre le risque de changements structurels dans l'industrie. Même si la prise obligatoire s'est avérée un facteur dissuasif efficace contre le risque que l'acheteur «explore le marché», elle crée des risques considérables pour les acheteurs. Compte tenu de ces préoccupations, la prise obligatoire est remplacée par d'autres mécanismes comme la perception de frais compensatoires pour insuffisance de prise.

FIGURE 3.4

Seuils de prise obligatoire dans les contrats d'exportation



Niveaux en-deçà desquels l'acheteur doit payer le gaz non commandé.

La figure 3-4 montre la gamme des seuils de prise obligatoire dans les contrats à long terme.

3.2.2 Frais compensatoires pour insuffisance de prise

Dans un nombre considérable de contrats à long terme négociés depuis la déréglementation, et notamment depuis 1991, l'acheteur est tenu de payer des frais compensatoires pour insuffisance de prise, des frais de réservation ou des FSRG à l'égard des volumes de gaz non commandés. Les paiements compensatoires, ou leur équivalent, ont succédé aux mécanismes classiques de prise obligatoire, ayant un effet semblable sans créer un risque inacceptable pour l'acheteur. À l'encontre des mécanismes de prise obligatoire, qui obligent essentiellement l'acheteur à payer le gaz à l'avance, le paiement de frais compensatoires est la reconnaissance explicite ou implicite d'un niveau minimal de coûts fixes que le vendeur a engagés pour être en mesure de respecter ses engagements contractuels (p. ex. entretien et mise en valeur des champs gaziers, et transport). En outre, ces paiements ne sont généralement pas récupérables ultérieurement.

L'efficacité des frais compensatoires pour insuffisance de prise, ou autres mécanismes semblables, est déterminée non seulement par le niveau seuil (soit le facteur de charge enclenchant le paiement de ces frais), mais peut-être encore plus par le montant des frais ou de la pénalité que l'acheteur doit payer pour les volumes non commandés. Avant 1991, le volume seuil type déclenchant le paiement de frais compensatoires et de FSRG était de 60 à 75 % de la QCA. Aujourd'hui, comme le recours aux frais compensatoires est plus répandu, le niveau seuil type qui enclenche leur paiement est passé à entre 80 et 100 % de la QCA. Les frais sont négociés entre l'acheteur et le vendeur et varient grandement. En général, cependant, ils prennent l'une des trois formes suivantes : un pourcentage (p. ex. 10 à 20 %) du prix courant du produit; un montant ou des frais absolus (p. ex. 0,05 \$ US/10⁶btu), ou les frais liés à la demande en services de pipeline en amont du point de livraison. Au moins 90 contrats inclus dans l'étude prévoient des paiements compensatoires, des frais de réservation ou des FSRG, soit plus du double du nombre de contrats en 1991.

Avec l'avènement de marchés au comptant très fluides pour le gaz albertain, les paiements compensatoires pour insuffisance de prise sont généralement fondés sur les dommages-intérêts prédéterminés du vendeur. Si les volumes non commandés peuvent être vendus sur le marché au comptant, l'acheteur doit indemniser le vendeur de toute perte de revenus (le cas échéant) sur la vente. En effet, les acheteurs défraient le vendeur de ses pertes de revenus.

Au cours des cinq dernières années, les FSRG, les frais de réservation et les frais compensatoires pour insuffisance de prise sont devenus un mécanisme accepté pour inciter les acheteurs à acheter le gaz à des facteurs de prise élevés. Ils sont conçus pour assurer au vendeur un niveau minimum de revenus tout en incitant l'acheteur à se procurer des volumes seuils de gaz. Ils sont fréquemment utilisés par les vendeurs qui alimentent tous les secteurs, y compris les installations de cogénération et les distributeurs locaux canadiens et américains.

3.2.3 Frais liés à la demande en services de pipeline

Pendant nombre d'années, tout contrat à long terme d'approvisionnement en gaz dans le cadre duquel le vendeur détenait une partie de la capacité d'un pipeline réglementé pour livrer les quantités contractuelles au point de vente exigeait de l'acheteur qu'il paye les frais mensuels réglementaires liés à la demande pour la capacité pipelinière détenue par le vendeur. Tous les frais liés à la demande en services de pipeline étaient payés par l'acheteur, que les quantités contractuelles soient achetées en totalité ou non. Jusqu'à la fin des années 1980, le vendeur détenait la capacité pipelinière jusqu'au point d'exportation ou, dans le cas des marchés canadiens, jusqu'à la zone de desserte des distributeurs locaux. Les contrats ne renfermaient aucune clause concernant l'exploitation de la capacité pipelinière inutilisée détenue par le vendeur pendant les périodes où les acheteurs commandaient des volumes inférieurs à la QCJ. Au cours de cette période, le nombre de marchés à court terme était relativement faible et, souvent, une partie de la capacité pipelinière était inutilisée. Avec l'augmentation du nombre de marchés à court terme à la fin des années 1980 et au début des années 1990, les vendeurs ont pu exploiter la capacité pipelinière en amont du point de livraison pour vendre à des tiers, et ce, même si les acheteurs payaient les frais liés à la demande. C'est là une disposition contractuelle avantageuse si le point de vente est un centre de mise en marché important (p. ex. Emerson, au Manitoba, ou Niagara Falls, en Ontario).

Compte tenu de la valeur de la capacité pipelinière aujourd'hui, de l'avènement de marchés au comptant aux principaux points d'exportation et de la capacité de vendre la capacité pipelinière sur le marché secondaire, les acheteurs sont moins disposés à payer la totalité des frais liés à la demande sur les volumes non commandés. Nombre des contrats actuels obligent le vendeur à créditer une partie des recettes qu'il reçoit s'il utilise la capacité pipelinière affectée au contrat pour vendre à des tiers, ou si la capacité est cédée à d'autres parties. Dans le cadre de ces arrangements, l'acheteur accepte souvent de céder au vendeur toute capacité inutilisée en aval du point de livraison pour faciliter la vente à des tiers.

3.2.4 Aucune auto-substitution

Comme nous l'avons souligné précédemment, l'un des risques graves auxquels s'expose un vendeur dans le cadre d'un contrat à long terme est la possibilité que l'acheteur « explore le marché » pour se procurer du gaz auprès d'autres vendeurs, habituellement à des prix inférieurs au prix contractuel, avant d'acheter toutes les quantités contractuelles. Pour contrer ce risque depuis la déréglementation, le vendeur oblige parfois l'acheteur à s'engager explicitement à ne pas acheter du gaz supplémentaire avant d'avoir commandé toutes les quantités contractuelles. Dans quelques cas, cet engagement est exécutoire seulement si le prix du gaz du vendeur est concurrentiel, ou l'engagement vise uniquement le gaz canadien (c'est-à-dire que l'acheteur s'est engagé

uniquement à ne pas se procurer d'autre gaz canadien avant d'avoir acheté toutes les quantités prévues à son contrat).

Au cours des cinq dernières années, moins de dix nouveaux contrats contenaient une clause interdisant l'auto-substitution. En effet, les vendeurs préfèrent recourir aux frais compensatoires et à des mécanismes d'établissement des prix sensibles aux fluctuations du marché pour dissuader les acheteurs de sonder le marché, au lieu de les obliger à s'engager à ne pas faire de l'auto-substitution.

3.2.5 Droits du vendeur de réduire les quantités contractuelles

L'un des risques graves auxquels s'expose le vendeur dans le cadre d'un contrat à long terme est la possibilité que l'acheteur commande des volumes nettement inférieurs à la QCJ ou à la QCA pendant une longue période, par suite de changements structurels ou fondamentaux dans la demande de l'acheteur. Pour se protéger contre ce risque, dans les années 1980 et au début des années 1990, plusieurs vendeurs (60 contrats) aux installations de cogénération et distributeurs locaux américains ont négocié le droit de réduire la QCJ si un niveau minimum de gaz n'était pas commandé sur une période d'un ou de deux ans (souvent appelé quantité de déclenchement annuelle ou «QDA»). Ce mécanisme permet au vendeur de libérer unilatéralement les réserves de gaz, la productibilité et la capacité de transport prévues dans un contrat et de réaffecter ces ressources à d'autres acheteurs. Il n'assure qu'une faible protection contre les risques à court terme, comme le sondage du marché par l'acheteur, et il n'est guère utilisé depuis le début des années 1990.

3.2.6 Mécanismes de rajustement du volume de la demande opérationnelle (VDO)

Comme nous l'avons souligné ci-dessus, l'un des principaux risques que les contrats à long terme représentent pour les vendeurs est la possibilité que l'acheteur, notamment des regroupements comme les distributeurs locaux qui achètent des volumes considérables à des fins de revente, ne perde sa clientèle. Cela peut se produire pour maintes raisons, dont la perte de ventes au profit d'autres commercialisateurs de gaz (phénomène qui s'est produit sur une grande échelle depuis la déréglementation sur des marchés comme le Centre canadien), du fait que les utilisateurs ultimes choisissent de s'approvisionner directement auprès des producteurs-commercialisateurs. Au Québec, par exemple, 80 % des volumes de gaz sont achetés directement des producteurs-commercialisateurs¹¹.

La perte de marché au profit de l'achat direct est un risque majeur pour des acheteurs comme les distributeurs locaux, notamment si un contrat d'approvisionnement en gaz prévoit des frais liés à la demande, des frais supplémentaires pour insuffisance de prise ou des frais de réservation qui doivent être payés peu importe que les quantités contractuelles totales soient prises ou non. Plusieurs distributeurs locaux se sont protégés contre la perte de ventes et de nouveaux débouchés à des concurrents en adoptant des mécanismes de rajustement du VDO.

Une clause VDO permet à l'acheteur de réduire la quantité contractuelle, par mois ou par année, en soustrayant le volume des ventes perdues au profit d'autres commercialisateurs de gaz. Ce volume est normalement réparti au pro-rata entre l'ensemble des fournisseurs à long terme de l'acheteur.

¹¹ Source : Examen annuel de la solvabilité de Gaz Métropolitain par la Société canadienne d'évaluation du crédit, 28 mars 1996, page 13.

Jusqu'à maintenant, les clauses VDO ont été grandement utilisées par les distributeurs locaux desservant les marchés de la C.-B. et du Centre du Canada. Aux É.-U., plusieurs contrats passés avec des distributeurs locaux desservant le Wisconsin et le nord de l'État de New York renferment des clauses semblables. On prévoit qu'au cours des cinq prochaines années, nombre de contrats conclus avec les distributeurs locaux américains seront modifiés de façon à inclure une clause VDO ou un mécanisme semblable, étant donné l'accroissement des achats directs sur les marchés américains.

3.3 Engagement du vendeur à livrer le gaz

Même si l'évolution du rôle des distributeurs locaux en tant que marchands de gaz dans plusieurs administrations ainsi que l'émergence de marchés au comptant dynamiques et fluides ont réduit la demande à l'égard d'un approvisionnement en gaz fiable et à long terme, les acheteurs se sont procuré du gaz dans le cadre de contrats de longue durée afin de s'assurer un approvisionnement fiable et sûr pendant une période prolongée, notamment au cours des périodes de demande de pointe. L'obligation du vendeur de livrer les quantités contractuelles fait partie intégrante des contrats à long terme en vigueur.

Plusieurs mécanismes sont utilisés pour garantir le respect des engagements pris par le vendeur. Le choix du mécanisme dépend des pratiques et des politiques de l'acheteur et du vendeur, du genre de vendeur, de la nature de l'engagement de l'acheteur à s'approvisionner en gaz, et des pratiques courantes de l'industrie.

3.3.1 Réserves consacrées

Par le passé, quand des approvisionnements garantis en gaz de remplacement n'étaient pas offerts couramment sur les marchés à court terme, les acheteurs craignaient beaucoup que les réserves de gaz, la productibilité et la capacité de transport par pipeline du vendeur ne permettent pas à ce dernier de livrer les quantités contractuelles tout au long de la durée du contrat. Pour contrer le risque d'un approvisionnement insuffisant, les parties recouraient au mécanisme des réserves consacrées, souvent appelé contrat fondé sur les réserves. En général, ce genre de contrat oblige le vendeur à détenir le contrôle de réserves de gaz particulières afin de respecter ses engagements contractuels. Normalement, le fait d'affecter des réserves à un contrat empêche le vendeur de vendre à des tierces parties du gaz stocké dans ces réserves sans l'autorisation préalable de l'acheteur.

Avant la déréglementation, alors que la quasi-totalité du gaz était vendue aux acheteurs par l'intermédiaire des regroupements-fournisseurs, les principaux contrats de vente entre acheteurs et vendeurs étaient des contrats basés sur la productibilité non garantis par des réserves consacrées. Cependant, à mesure que les acheteurs ont commencé à s'approvisionner directement auprès des producteurs-commercialisateurs à la fin des années 1980 et au début des années 1990, nombre d'entre eux ont exigé que le vendeur affecte des réserves particulières au contrat. En outre, aux fins du financement, nombre de contrats visant à alimenter les centrales de cogénération américaines étaient fondés sur des réserves consacrées.

Aucun des contrats à long terme visant le gaz de l'Ouest canadien qui a été passé avant 1991 n'était garanti par des réserves consacrées. Il semble que l'on ait délaissé ce mécanisme en faveur de contrats fondés sur la productibilité qui sont étayés par des garanties de société (garanties officielles).

3.3.2 Garanties officielles

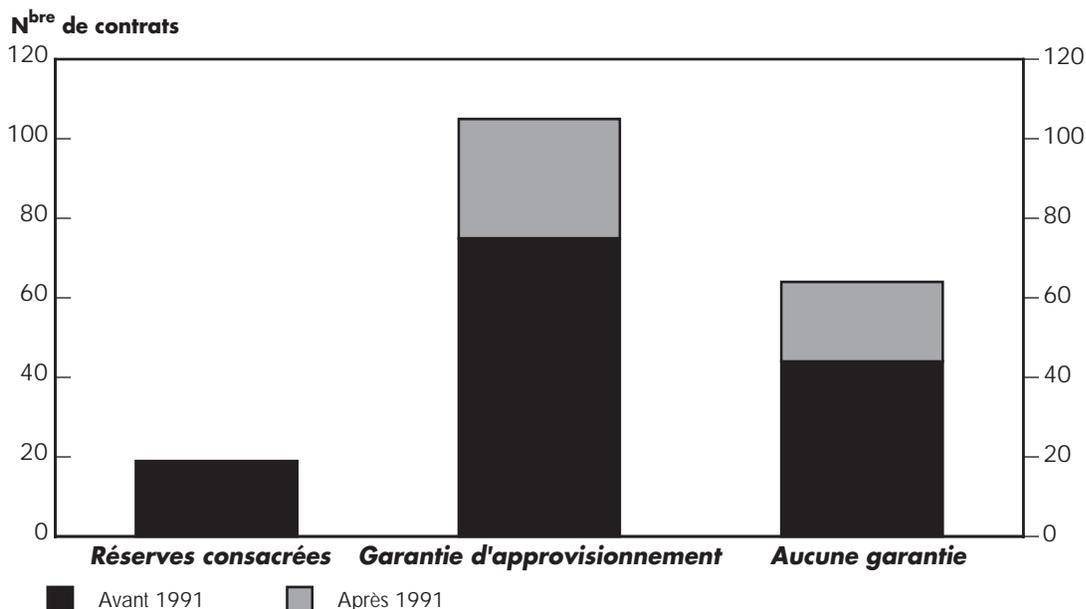
Depuis 1991, les regroupements-fournisseurs et les producteurs-commercialisateurs ont garanti leurs obligations de livrer le gaz dans le cadre de contrats fondés sur la capacité de livraison en fournissant des garanties officielles, sans engager ni affecter des réserves de gaz. Les garanties officielles prennent diverses formes. Elles peuvent constituer un engagement contractuel relativement direct : le vendeur s'engage à maintenir des réserves et une productibilité suffisantes pour être en mesure de livrer les volumes commandés pendant la durée du contrat. Il peut s'agir également d'un engagement particulier à maintenir un niveau précis de réserves totales par rapport aux engagements contractuels du vendeur (p. ex. un ratio réserves-production égal ou supérieur à 10 ans).

Les regroupements-fournisseurs qui ne disposent pas d'actifs importants peuvent offrir une garantie officielle qui oblige le vendeur à maintenir un niveau minimal de réserves, lui-même garanti par les réserves que les producteurs ont affectées au bassin d'approvisionnement du regroupement. Les grands producteurs-commercialisateurs offrent ordinairement une garantie plus générale visant le maintien de réserves adéquates et d'une productibilité suffisante pour s'acquitter de leurs obligations pendant la durée du contrat. Souvent, l'acheteur a le droit de vérifier périodiquement les réserves, la productibilité et les contrats de transport du vendeur, ainsi que les engagements de ce dernier à livrer du gaz à d'autres acheteurs, pour s'assurer que le vendeur ne s'est pas engagé dans trop de contrats. Le vendeur, quant à lui, peut être tenu de présenter des rapports réguliers sur ses réserves, établis par une firme reconnue et indépendante d'ingénieurs spécialistes des gisements. Dans nombre de cas, si les réserves et la productibilité du vendeur tombent sous le seuil prescrit, le vendeur doit prendre des mesures correctrices, dont l'affectation de réserves non grevées au contrat. Si les mesures voulues ne sont pas prises, l'acheteur a habituellement le droit de réduire les quantités contractuelles.

Sur les quelque 200 contrats à long terme sur lesquels a porté notre étude, 20 contrats sont étayés par des réserves consacrées, 105 contrats sont étayés par des garanties d'approvisionnement explicites et 65 contrats ne contiennent ni l'une ni l'autre de ces garanties. Cette situation est illustrée à la figure 3-5. Sur les 50 contrats négociés depuis 1991, aucun n'est garanti par des réserves consacrées, mais 30 contiennent une garantie explicite d'approvisionnement.

FIGURE 3.5

Réserves consacrées et garanties officielles



3.3.3 Droits de l'acheteur de réduire les quantités contractuelles

La plupart des contrats stipulent explicitement que l'acheteur peut réduire les quantités contractuelles si le vendeur ne livre pas les volumes commandés pour des raisons autres qu'un cas de force majeure. En général, si un vendeur ne livre pas de 90 à 100 % des volumes commandés sur une période donnée (parfois trois mois, mais plus souvent un an), l'acheteur a le droit de réduire la QCJ en fonction de la moyenne journalière des volumes manquants pendant la période visée. Dans un contrat à long terme, ces mesures protègent l'acheteur lorsque le vendeur éprouve des difficultés à livrer les commandes de l'acheteur sur une longue période. Depuis 1991, les modalités régissant les droits de l'acheteur de réduire les quantités contractuelles n'ont fait l'objet d'aucune modification.

3.3.4 Indemnisation par le vendeur

Le principal risque auquel s'exposent les acheteurs lorsqu'un vendeur ne livre pas les volumes commandés est de devoir acheter des approvisionnements d'appoint à des prix supérieurs au prix contractuel et/ou de devoir acquitter des pénalités et des frais liés à la demande non absorbée visant la capacité pipelinière contractuelle.

La quasi-totalité des contrats à long terme contiennent des clauses précises en vertu desquelles le vendeur s'engage explicitement à défrayer l'acheteur des coûts que celui-ci peut engager si les livraisons sont inférieures aux commandes. Les coûts les plus courants sont les suivants : i) coût supplémentaire du gaz de remplacement; ii) pénalités imposées par le pipeline, et iii) montant des frais liés à la demande non absorbée.

Les clauses d'indemnisation par le vendeur sont devenues populaires après la déréglementation, et 44 des 50 contrats négociés depuis 1991 prévoient une indemnité particulière pour les coûts engagés par l'acheteur si les volumes livrés sont insuffisants. Avant la déréglementation, il n'y avait aucune clause de ce genre dans les contrats d'approvisionnement en gaz.

3.3.5 Obligations quotidiennes de livraison

Dans la plupart des contrats garantis, l'acheteur peut commander une certaine quantité de gaz chaque jour, à concurrence de la QCJ, et le vendeur s'engage à livrer cette quantité. Cependant, un certain nombre de contrats passés entre 1985 et 1991 par les distributeurs locaux du Centre canadien accordaient à l'acheteur le droit de commander des volumes supérieurs à la QCJ (p. ex. 110 à 125 % de la QCJ) une journée donnée. Les acheteurs se prévalaient de ce droit comme source d'approvisionnement d'appoint, si l'un des autres fournisseurs éprouvait des difficultés de livraison. Or, la mobilité et la fiabilité des marchés au comptant actuels, comme source d'approvisionnement en gaz d'appoint, ont amoindri l'importance de ce droit.

Les parties à nombre de contrats négociés à la fin des années 1980, qui conféraient le droit de commander des volumes supérieurs à la QCJ, ont limité ou supprimé ce droit. Aucun des contrats négociés depuis 1991 ne donne à l'acheteur le droit de commander des volumes supérieurs à la QCJ.

3.4 Équilibre du contrat

Malgré l'importance des modalités contractuelles qui rendent exécutoires ou renforcent l'engagement de l'acheteur à s'approvisionner en gaz et l'engagement du vendeur à livrer le produit, il ne

faut pas négliger l'équilibre entre les engagements respectifs des deux parties. Il est difficile d'évaluer pleinement les engagements de l'un sans tenir compte des obligations de l'autre.

Comme le montre la figure 3-6, il existe de nombreuses combinaisons de mécanismes différents dont les parties se servent pour garantir les obligations de livraison et d'achat.

Entre 1985 et 1991, tant les acheteurs que les vendeurs qui passaient de nouveaux contrats avaient tendance à faire preuve de prudence en négociant des mécanismes multiples pour garantir les engagements de l'autre partie (souvent appelé la formule «ceinture et bretelles»). Par exemple, il arrivait parfois que les contrats négociés pendant cette période contenaient à la fois des dispositions relatives aux frais liés à la demande et des clauses interdisant l'auto-substitution pour garantir le respect des obligations de l'acheteur. Cette prudence s'expliquait par l'existence d'un marché nouveau, inconnu et en évolution et par l'absence d'un marché au comptant fluide pour absorber les fluctuations des facteurs de charge contractuels.

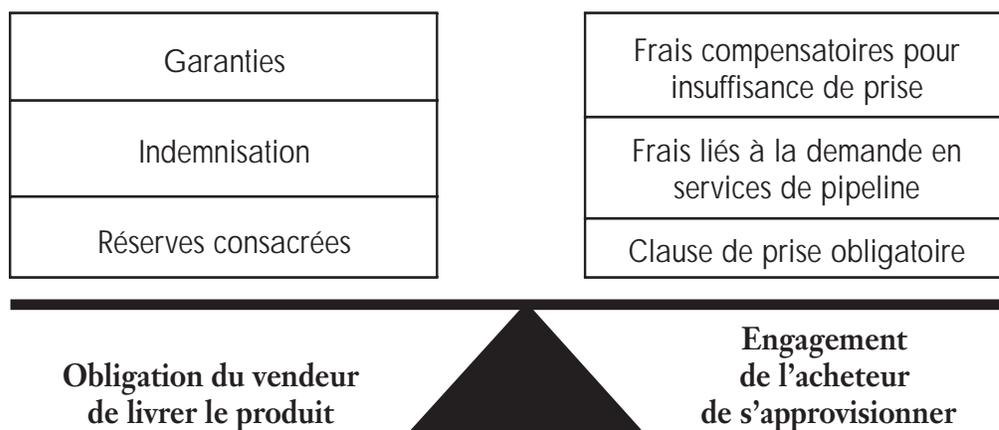
En 1993, la confiance des acheteurs et des vendeurs à l'égard du marché s'était accrue grandement. Les facteurs de charge contractuels et la fiabilité de l'approvisionnement avaient augmenté nettement. Ces changements ont permis aux parties de simplifier les contrats à long terme d'approvisionnement en gaz.

Dans la plupart des contrats négociés depuis 1991, le vendeur s'engage à livrer le gaz à défaut de quoi il verse une indemnité, en plus d'offrir parfois une garantie officielle. Les obligations de l'acheteur sont souvent garanties simplement par le paiement de frais de stockage ou de frais compensatoires sur les volumes de gaz non commandés. Si le point de vente est en aval d'Empress, l'acheteur doit habituellement payer aussi, à l'égard des volumes non commandés, les frais liés à la demande associés à la capacité pipelinière en aval, si cette capacité demeure inutilisée. En effet, les FSRG et les frais liés à la demande en services de pipeline défraient le vendeur des coûts fixes engagés pour remplir son obligation de livrer le gaz.

Dans les contrats plus récents, les acheteurs s'engagent à indemniser le vendeur pour d'éventuels coûts réels ou dommages-intérêts prédéterminés, si la totalité des volumes n'est pas achetée. Par exemple, si le prix contractuel est de 2,00 \$/GJ et que le vendeur a pu réaliser seulement 1,80 \$ sur les volumes non commandés, l'acheteur doit rembourser au vendeur la somme de 0,20 \$/GJ pour chaque unité non achetée et, dans certains cas, payer également des frais de commercialisation (p. ex. 0.05 \$/GJ). Ces mécanismes sont le pendant des clauses d'indemnisation par le vendeur que prévoient un nombre considérable de contrats à long terme.

FIGURE 3.6

Équilibre des contrats



SOMMAIRE ET CONCLUSIONS

Avant la déréglementation des prix du gaz naturel au milieu des années 1980, les acheteurs canadiens et américains obtenaient la quasi-totalité de leurs approvisionnements en gaz naturel dans le cadre de contrats à long terme. Ces contrats constituaient les assises du financement des programmes de prospection et de mise en valeur du gaz ainsi que des projets pipeliniers qui ont permis l'essor de l'industrie du gaz au Canada. À l'époque, il y avait un nombre relativement limité d'acheteurs sur le marché, et il s'agissait normalement de distributeurs locaux canadiens ou de pipelines interétatiques américains. Il y avait également un faible nombre de vendeurs. La plupart des commercialisateurs du gaz de l'Ouest canadien étaient des regroupements-fournisseurs qui étaient habituellement associés à une société pipelinère canadienne.

Structure des contrats

Étant donné le faible nombre d'acheteurs et de vendeurs qui évoluaient sur le marché avant la déréglementation et le fait que presque tout le gaz canadien était négocié dans le cadre de contrats à long terme, la QCJ stipulée dans la plupart des contrats était très élevée, dépassant souvent $5,7 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ ($200 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$) de gaz par jour. Se sentant menacés par d'éventuelles pénuries d'énergie durant les années 1960 et 1970, les acheteurs tentaient de garantir leurs approvisionnements futurs en gaz en négociant des contrats pour des périodes de 20 et de 25 ans.

La déréglementation des marchés du gaz naturel à partir du milieu des années 1980 a encouragé de nouveaux acheteurs et vendeurs à pénétrer le marché, et beaucoup d'entre eux ont conclu des contrats à long terme pour l'achat de gaz canadien. Il s'ensuit que le nombre des contrats à long terme avait fortement augmenté dès le début des années 1990, mais ces contrats étaient habituellement de moindre envergure et de plus courte durée qu'auparavant.

Plus récemment, dans la foulée du décret 636 de la FERC, les pipelines interétatiques américains ont délaissé leurs fonctions de marchands de gaz naturel et ont mis fin aux importants contrats à long terme qu'ils avaient conclus pour s'approvisionner en gaz de l'Ouest canadien. Plusieurs distributeurs locaux américains se sont approprié une partie de cet approvisionnement en vertu de contrats à long terme, mais le volume total de gaz visé par des ententes d'approvisionnement à long terme a baissé, passant de $200 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ ($7 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$) de gaz par jour, en 1991, à $159 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ ($5,6 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$), en 1995. Depuis que les pipelines interétatiques américains se sont retirés du négoce du gaz, les distributeurs locaux canadiens et américains sont devenus les plus grands acheteurs de gaz canadien dans le cadre de contrats à long terme.

Il n'est pas exclu que d'autres volumes de gaz canadien libérés par la résiliation des contrats des pipelines interétatiques soient repris par des distributeurs locaux américains au cours de la prochaine année dans le cadre de contrats à long terme. Toutefois, dans un grand nombre d'États

américains, comme New York, l'Ohio, le New Jersey et la Californie, les distributeurs locaux procèdent à un dégroupage de leurs services, comme l'ont fait avant eux les compagnies pipelinères interétatiques. Si les utilisateurs ultimes aux États-Unis choisissent d'acheter leurs approvisionnements en gaz directement des producteurs et des commercialisateurs, au lieu de passer par leurs distributeurs locaux, il pourrait s'imposer, dans les prochaines années, de modifier beaucoup des contrats à long terme conclus avec les distributeurs américains. Ces amendements pourraient consister notamment à prévoir des modalités semblables aux mécanismes de rajustement VDO que l'on retrouve dans un grand nombre des contrats à long terme conclus avec les distributeurs locaux canadiens, lesquels ont dû composer avec un accroissement notable des pratiques d'achat direct à la fin des années 1980 et au début des années 1990.

Depuis la fin des années 1980, les distributeurs locaux canadiens restructurent leurs portefeuilles d'approvisionnement à long terme. En particulier, l'envergure des portefeuilles des distributeurs du Centre canadien ne cesse de diminuer, à mesure que les utilisateurs ultimes décident de s'approvisionner directement auprès des producteurs et des commercialisateurs dans le cadre de contrats à court terme. Compte tenu de facteurs comme le regain de confiance en la suffisance des ressources de l'Ouest canadien et en la capacité d'exploitation et de production des intervenants en amont, la fiabilité accrue de l'approvisionnement en gaz aux termes d'ententes à court terme de même que la souplesse inhérente des contrats à court termes, il est peu probable que les distributeurs du Centre canadien en viennent à accroître les volumes qu'ils achètent en vertu de contrats d'approvisionnement à long terme. De la même façon, on s'attend à ce que les contrats à long terme passés avec les distributeurs locaux de l'Alberta soient aussi remplacés, à mesure qu'ils échoient, par des ententes à court terme. Le portefeuille d'approvisionnement de BC Gas a peu changé, quant à sa taille et à sa composition, depuis que ce distributeur a restructuré et diversifié son approvisionnement, en 1991, en passant plusieurs contrats à long terme d'assez faible envergure.

Le secteur de la cogénération continue, au Canada et aux États-Unis, de s'approvisionner dans le cadre de contrats à long terme. Ayant affiché une croissance rapide entre la fin des années 1980 et le début des années 1990, ce marché s'est stabilisé dans les dernières années, mais il devrait conserver toute son importance comme débouché pour les ventes à long terme de gaz canadien. La durée d'un contrat type avec une centrale de cogénération est d'environ 15 ans.

Plus récemment, les commercialisateurs de gaz américains se sont imposés comme un nouveau marché pour les achats de gaz à long terme. On s'attend à voir augmenter le volume de gaz vendu à ces derniers, à condition qu'ils puissent offrir aux producteurs un accès garanti à des marchés à long terme, suivant des modalités qui sont attrayantes autant pour le vendeur que pour l'acheteur. La durée de ces contrats sera vraisemblablement de dix ans ou moins.

Le volume annuel de gaz négocié dans le cadre d'ententes à long terme atteint aujourd'hui environ $58 \text{ 10}^9 \text{ m}^3$ ($2 \text{ 050 10}^9 \text{ pi}^3$). Tout laisse croire que ce volume chutera de façon marquée au cours de la prochaine décennie pour se situer autour de $13,3 \text{ 10}^9 \text{ m}^3$ ($470 \text{ 10}^9 \text{ pi}^3$). D'ici à l'an 2007, la presque totalité du gaz négocié en vertu de contrats à long terme pourrait être vendue aux installations de cogénération et aux commercialisateurs américains.

Modalités des contrats

Lorsque la déréglementation s'est d'abord opérée au milieu des années 1985, il y avait beaucoup d'incertitude, dans l'esprit des acheteurs et des vendeurs, au sujet de la façon dont l'une et l'autre partie s'acquitterait de ses obligations contractuelles, surtout quant il s'agissait de nouveaux-venus sur le marché. Vu ce climat d'incertitude, les parties qui ont passé des contrats à long terme à la fin des années 1980 et au début des années 1990 ont souvent fait montre de prudence, assortissant

leurs contrats de clauses d'indemnisation onéreuses ou multiples, pouvant être évoquées en cas de non-exécution, afin d'obliger l'autre partie à respecter ses engagements.

Au lendemain de la déréglementation, il existait très peu de renseignements sur les prix de vente du gaz à court terme et à long terme. Les modalités d'établissement des prix utilisés dans les contrats d'exportation à long terme étaient soit des formules complexes basées sur les prix de combustibles de remplacement, comme des produits pétroliers, soit les CPMG des compagnies pipelinières et distributeurs locaux aux États-Unis. Le prix du gaz acheté par les distributeurs canadiens ayant des contrats à long terme était généralement renégocié chaque année, processus difficile qui prenait beaucoup de temps.

Depuis le début des années 1990, la confiance dans les marchés du gaz à court terme, au Canada et aux États-Unis, s'est beaucoup raffermie. Ce sont aujourd'hui des marchés très changeants quant aux volumes de gaz négociés et au nombre de parties indépendantes qui y participent. De plus, toutes les parties peuvent aisément accéder à des renseignements exacts et courants sur ces marchés, y compris l'information sur les prix. Les contrats à terme de la NYMEX sont maintenant largement reconnus comme des indices valables du prix du gaz qui sera livré au cours de périodes à venir dans des points de livraison déterminés.

Face à ces faits nouveaux, la plupart des parties qui ont négocié des contrats à long terme ces dernières années ont indexé leurs prix aux prix du gaz au comptant ou à court terme pratiqués au Canada ou aux États-Unis. D'habitude, le choix entre le prix au comptant canadien ou américain dépend du point de livraison et des sources d'approvisionnement de rechange de l'acheteur.

Depuis 1993, on a remplacé dans la plupart des contrats à long terme avec les distributeurs locaux canadiens la pratique de négocier annuellement les modalités relatives aux prix. Aujourd'hui, la majorité des prix contractuels à long terme sont indexés aux prix au comptant de l'Alberta, à Empress ou aux installations de stockage AECO 'C'/point TTN. Dans le cas de quelques contrats, on a adopté des prix indexés aux prix de la NYMEX, retranchés de la différence de base d'Empress. En C.-B., le prix d'une bonne partie du gaz vendu dans le cadre de contrats à long terme est établi par référence au prix au comptant du gaz à Sumas ou aux prix de la NYMEX, moins la différence de base de Sumas.

Les contrats passés avec les centrales de cogénération présentent un éventail de modalités d'établissement des prix. Dans beaucoup de ces contrats, les prix sont fixés pour toute la durée de l'entente ou, plus couramment, sont fixés et soumis à une indexation annuelle. D'autres contrats avec le secteur de la cogénération ont des prix indexés aux prix du mazout ou du charbon, ou aux prix du gaz au comptant.

À mesure que les prix des contrats à long terme sont devenus plus sensibles aux fluctuations du marché, ils ont commencé à suivre de plus près les cours du marché et, à cause de la grande fluidité des marchés au comptant au Canada et aux États-Unis, il est maintenant moins important de garantir par des clauses d'indemnisation onéreuses la bonne exécution des contrats par l'acheteur et le vendeur. Les contrats d'aujourd'hui sont souvent plus simples que ceux négociés à la fin des années 1980 et au début des années 1990. La tendance consiste maintenant à défrayer l'autre partie des frais variables engagés ou de dommages-intérêts prédéterminés, si l'acheteur ou le vendeur ne respecte pas ses engagements pour des raisons autres qu'un cas de force majeure.

Étant donné l'intérêt que les vendeurs et les acheteurs portent à la gestion des risques, on observe également une tendance à vouloir uniformiser les contrats à long terme afin de faciliter les opérations de couverture sur le marché des capitaux ou le marché hors cote. Tout laisse croire que cette tendance se maintiendra.

| | |
|--|---|
| Auto-substitution | Achat de gaz par un acheteur pour remplacer celui qu'il pourrait sinon obtenir aux termes de ses contrats à long terme. |
| Clause de force majeure | Disposition que l'on trouve dans la plupart des contrats, qui définit les cas de force majeure aux fins du contrat et précise leur incidence sur les droits et les obligations des parties. Ordinairement, cette clause stipule que le défaut d'exécution d'une obligation par une des parties sera excusable dans la mesure où l'exécution de ladite obligation est et demeure impossible en raison d'un cas de force majeure. En général, ces dispositions excluent les obligations de verser de l'argent et exigent de la partie touchée qu'elle donne un préavis suffisant à l'autre partie et fasse preuve de diligence raisonnable pour corriger la situation. En outre, cette clause peut accorder, soit à la partie non touchée par la force majeure, soit aux deux parties, le droit de résilier ou de suspendre le contrat si le cas de force majeure empêche son exécution pendant une période donnée. |
| Clause de prise obligatoire | Disposition contractuelle suivant laquelle l'acheteur convient de payer pour une quantité spécifiée de gaz naturel au cours d'une période donnée, qu'il en prenne livraison ou non. |
| Clause de sauvegarde | Disposition d'un accord de vente de gaz naturel permettant à l'une ou aux deux parties de demander la renégociation du prix de vente et(ou) des volumes prévus au contrat. Ces dispositions se présentent sous de nombreuses formes, qui comportent différents droits et effets. |
| Client du service interruptible | Client bénéficiant d'un service uniquement à des moments et dans la mesure où les clients du service garanti ne se prévalent pas de tout le service disponible. |
| Client garanti | Client pour lequel la demande contractuelle est réservée et à qui le fournisseur est tenu d'assurer un service. |
| Cogénération | Utilisation d'une source de combustible dans un moteur alternatif ou dans une turbine à gaz pour produire de l'énergie électrique et thermique afin d'optimiser le rendement du combustible. La demande principale d'énergie peut être électrique ou thermique. |
| Commande de gaz | Demande de service présentée par un acheteur aux termes d'un accord de service. |

| | |
|--|---|
| Contrat de garantie | Contrat de vente de gaz naturel par lequel le vendeur s'engage à livrer une quantité spécifiée de gaz naturel pendant une période donnée, sans limitation ni engagement à l'endroit de réserves ou de sources d'approvisionnement particulières, et généralement sans engagement pour ce qui concerne la production. |
| Contrat de transport | Contrat établissant les modalités applicables aux services de transport. |
| Coût moyen pondéré du gaz (CMPG) | Coût pondéré unitaire moyen d'un approvisionnement en gaz naturel. On calcule le CMPG en divisant le coût total du gaz naturel acheté pendant une période donnée par la quantité totale achetée au cours de la période en question. Ce taux sert souvent de base au calcul des tarifs des réseaux de distribution locale. |
| Demande contractuelle | Quantité de gaz naturel qu'un vendeur accepte de livrer périodiquement (chaque jour, mois ou année), conformément à un accord d'achat de gaz. La demande contractuelle est une quantité maximale. |
| Distributeur local | Société qui tire le plus gros de ses revenus en gaz naturel de l'exploitation d'un réseau de distribution au détail du gaz, et qui n'exploite aucun réseau de transport autre que des raccordements occasionnels au sein de son propre réseau ou avec celui d'une autre société. |
| Durée du contrat | Période de validité d'un contrat. Il sera parfois impossible de déterminer avec précision la durée réelle d'un contrat d'après le libellé de ce dernier, à moins que des dates ne soient expressément indiquées. Bon nombre de contrats stipulent (1) que la durée commence à la date de production ou de livraison initiale, (2) que le contrat peut être prolongé d'un mois à l'autre ou d'une année à l'autre jusqu'à la présentation d'un avis de résiliation, ou (3) que le contrat demeurera en vigueur pendant la durée du bail ou jusqu'à épuisement des réserves consacrées. |
| Entrée de la ville | Point de livraison à l'intersection d'un gazoduc et d'un réseau de distribution locale. |
| Expéditeur | Particulier ou entreprise ayant conclu un contrat avec une compagnie pipelinière pour le transport du gaz naturel. Ordinairement, l'expéditeur conserve le titre de propriété de tout le gaz naturel livré au pipeline pendant son transport par le pipeline. |
| Facteur de charge | Rapport entre la charge moyenne sur une période désignée et la charge maximale contractuelle, exprimé en pourcentage. |
| Federal Energy Regulatory Commission (FERC) | Organisme relevant du Département de l'Énergie des États-Unis dont la compétence s'étend, entre autres, aux sociétés et producteurs de gaz naturel qui vendent ou qui transportent du gaz, aux fins de revente, dans le cadre d'un commerce interétatique. En ce qui concerne l'industrie du gaz naturel, les principes de réglementation |

| | |
|--|--|
| | générale de la FERC sont définis dans la Natural Gas Act (NGA), la Natural Gas Policy Act (NGPA) et la Natural Gas Wellhead Decontrol Act. En outre, la FERC exerce sa compétence à l'égard des tarifs d'électricité interétatiques de gros, de l'octroi de licences en matière d'énergie hydro-électrique et des tarifs pour les oléoducs. La FERC a succédé à la Federal Power Commission (FPC). |
| Frais compensatoires pour insuffisance de prise | Frais imposés pour chaque unité de prise manquante lorsque les achats réels d'un acheteur sont inférieurs à un minimum ou à un seuil requis, tel que précisé pour les frais de réservation et les frais de stockage de réserves de gaz. |
| Frais de réservation | Frais unitaires fixes payables par le bénéficiaire d'un service et basés sur le total auquel il a droit. Semblables aux «frais liés à la demande». |
| Frais de stockage de réserves de gaz (FSRG) | Frais payés par un acheteur à son fournisseur pour stocker des réserves de gaz naturel prêtes à être livrées à l'acheteur. Ces frais peuvent prendre au moins deux formes : (1) des frais d'«option» ou de «réservation», pour lesquels des droits établis sont payés d'office pour chaque unité de livraison admissible, et (2) des «frais compensatoires pour insuffisance de prise», dans le cas desquels l'acheteur acquitte après coup des droits établis pour chaque unité de gaz naturel non pris, à concurrence d'un minimum ou d'un seuil prédéterminé. |
| Frais liés à la demande | Frais fixes, normalement mensuels, imposés à un acheteur de gaz naturel dans le cadre d'un contrat de vente. Ces frais peuvent englober une partie ou la totalité des coûts fixes du vendeur et sont payables quels que soient les volumes réellement utilisés. |
| Frais liés au produit | Frais payable par un acheteur de gaz en vertu d'un contrat de vente pour chaque unité de gaz achetée. Ce frais unitaire comprend généralement la composante-produit du droit pipelinier applicable et le coût du gaz. |
| Libre accès | Principe à la base de la prestation des services de transport par les pipelines interprovinciaux, interétatiques et intraprovinciaux. La compagnie pipelinrière doit fournir un service non discriminatoire à tous ceux qui le demandent, à des taux réglementés. |
| Marché au comptant | Transactions relatives à un produit qui sont exécutées à brève échéance (p. ex., en deçà de 10 jours) et où la durée du contrat est relativement courte (p. ex., 30 jours). |
| Marché captif | Dans l'ensemble, la partie du marché du gaz qui n'a pas accès à un combustible de remplacement à court terme. En général, il s'agit des utilisateurs résidentiels et commerciaux et des petits utilisateurs industriels. |
| Pipeline interprovincial ou interétatique | Société de gazoduc chargée de transporter le gaz naturel entre plusieurs provinces, États ou pays, et qui relève de l'ONÉ ou de la FERC. |

| | |
|--|---|
| Point de livraison | Point d'un réseau pipelinier où est livré le gaz naturel transporté. |
| Prime | Dans le contexte des ventes de gaz naturel, écart de prix reflétant la différence entre les niveaux de qualité du produit ou les relations, et en particulier la différence entre des engagements garantis à long terme et des ventes au comptant. |
| Prix à la tête du puits | Sert à préciser une référence ou un point de livraison dans le système de production de gaz naturel. Il s'agit généralement du prix que le producteur reçoit pour le gaz, après déduction des coûts de collecte et de traitement. |
| Prix basé sur les rentrées nettes | Prix unitaire qu'un producteur de gaz reçoit pour le gaz vendu sur les marchés d'utilisation ultime, moins les coûts applicables tels que les frais de transport et de mise en marché. |
| Productibilité | Quantité de gaz naturel qu'un puits, un gisement, un pipeline ou un réseau de distribution peut fournir pendant une période donnée. Il s'agit également du débit réel d'un réservoir de stockage. |
| Quantité contractuelle annuelle (QCA) | Quantité contractuelle journalière (QCJ) multipliée par le nombre de jours dans l'année. |
| Ratio réserves-production | Réserves restantes divisées par la production annuelle. |
| Regroupeur-fournisseur | Regroupeur qui achète du gaz de plusieurs producteurs pour le revendre à divers consommateurs. |
| Réseau de distribution | En général, les canalisations principales, les raccordements de service et l'équipement qui transportent ou contrôlent l'approvisionnement des utilisateurs ultimes en gaz naturel à partir des réseaux pipeliniers interprovinciaux ou interétatiques ou du point d'approvisionnement local. |
| Réserves contractuelles | Réserves de gaz naturel constituées pour honorer les accords d'achat. |
| Secteur commercial | Partie du marché du gaz naturel formée d'entreprises et d'établissements, y compris l'administration publique, le secteur agricole, le secteur des services, les hôpitaux et les immeubles d'appartements. |
| Secteur industriel | Partie du marché du gaz naturel qui englobe les entreprises de fabrication, d'exploitation forestière et d'exploitation minière. |
| Secteur résidentiel | Partie du marché du gaz naturel formée d'habitations privées et d'immeubles à logements multiples dont la consommation de gaz est mesurée individuellement. |
| Service dégroupé | Séparation des services pipeliniers en composantes discrètes (p. ex. transport, stockage, collecte, ventes, etc.) En cas de dégroupage des services, la facturation de chaque service est distincte et basée uniquement sur le coût de prestation du service en question. |

| | |
|---|---|
| Service de transport garanti | Service de transport du gaz qui procure à l'expéditeur la garantie que la capacité de transport qu'il a réservée sera disponible et que le service ne sera pas interrompu, sauf dans des cas exceptionnels. Cette catégorie de service accorde la priorité la plus élevée à l'expéditeur. |
| Service de transport interruptible | Service de transport du gaz qui peut être limité ou interrompu par la compagnie pipelinière à bref préavis. Ce service est généralement offert lorsque la compagnie dispose d'une capacité excédentaire. |
| Utilisateur ultime | Celui qui consomme ou brûle le gaz naturel, par opposition à celui qui le vend ou le revend. |
| Vente au comptant | En général, transactions de vente de gaz portant sur une période de 30 jours ou moins. |
| Vente directe ou achat direct | Contrats d'achat de gaz naturel conclus directement entre des producteurs, courtiers ou commercialisateurs et les utilisateurs ultimes. |
| Vente pour revente | Vente de gaz naturel à un client qui, à son tour, le revend à un autre. Il s'agit de la vente de gaz naturel à un client autre qu'un utilisateur ultime, p. ex., la vente de gaz par un producteur-commercialisateur à un pipeline interétatique américain qui, à son tour, revendra le gaz naturel à un distributeur local, ou la vente de gaz à un distributeur local qui, à son tour, revendra le gaz naturel à un utilisateur ultime. |
| Volume substitué | Un volume d'achat direct est un volume substitué lorsque, en l'absence d'un tel achat direct, le distributeur local pourrait fournir les quantités demandées dans le cadre d'un contrat garanti sans devoir lui-même passer des contrats pour obtenir des volumes garantis supplémentaires en vue de répondre à la demande. |
| Volumes de la demande opérationnelle | Volumes stipulés dans un contrat de service garanti, moins les volumes réputés avoir été substitués par des ventes directes. |

N O R D - E S T A M É R I C A I N

Étude sur les contrats à long terme de gaz naturel (jusqu'au 31 décembre 1995)

| Vendeur | Acheteur | Type d'acheteur | QCJ | |
|-------------|-------------------|--------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| | | | (10 ⁶ m ³ /j) | (10 ⁶ pi ³ /j) |
| TransCanada | Boundary Gas | DL | 2,62 | 92,5 |
| TransCanada | ANE | DL | 7,79 | 275 |
| TransCanada | Ocean State Power | Cogén. | 0,708 | 25 |
| TransCanada | Penn South | DL | 0,057 | 2 |
| TransCanada | Penn Gas - Water | DL | 0,431 | 15,2 |
| TransCanada | Holvoke Gas | DL | 0,051 | 1,8 |
| TransCanada | Norstar | DL | 0,071 | 2,5 |
| TransCanada | Vermont gas | DL | 0,595 | 21 |
| TransCanada | St. Lawrence Gas | DL | 0,907 | 32 |
| TransCanada | Elizabethtown Gas | DL | 0,283 | 10 |
| TransCanada | Niagara Mohawk | DL | 1,445 | 51 |
| TransCanada | Megan-Racine | Cogén. | 0,331 | 11,7 |
| TransCanada | LG & E | Cogén. | 0,51 | 18 |
| ProGas | ANE | DL | 1,87 | 66 |
| ProGas | Ocean State Power | Cogén. | 1,416 | 50 |
| ProGas | Ocean State Power | Cogén. | 0,708 | 25 |
| ProGas | Lockport | Cogén. | 0,34 | 12 |
| ProGas | Northeast Energy | Cogén. | 1,416 | 50 |
| ProGas | North Jersey | Cogén. | 0,635 | 22,4 |
| ProGas | MassPower | Cogén. | 0,708 | 25 |
| ProGas | NYSEG | DL | 0,255 | 9 |
| Shell | Saranac Power | Cogén. | 1,445 | 51 |
| Shell | CETI | Cogén. | 0,397 | 14 |
| Shell | Granite State | DL | 0,708 | 25 |
| Shell | Granite State | DL | 0,992 | 35 |

N O R D - E S T A M É R I C A I N

Étude sur les contrats à long terme de gaz naturel (jusqu'au 31 décembre 1995)

| Vendeur | Acheteur | Type d'acheteur | QCJ | |
|-------------|-----------------|-----------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| | | | (10 ⁶ m ³ /j) | (10 ⁶ pi ³ /j) |
| CanStates | BG & E | DL | 0,708 | 25 |
| CanStates | LILCO | DL | 0,425 | 15 |
| CanStates | PG & E | DL | 0,992 | 35 |
| CanStates | Hopewell Cogen | Cogén. | 1,371 | 48,4 |
| Étude | Indeck-Yerkes | Cogén. | 0,482 | 17 |
| Étude | Indeck-Oswego | Cogén. | 0,198 | 7 |
| Ramaro | KCS | Cogén. | 0,17 | 6 |
| Westcoast | Rochester Gas | DL | 0,453 | 16 |
| Amoco | Con Edison | DL | 0,85 | 30 |
| Star Oil | Fulton Cogen | Cogén. | 0,17 | 6 |
| Esso | Boston Gas | DL | 0,992 | 35 |
| Atcor | ANE | DL | 1,057 | 37,3 |
| AEC | ANE | DL | 0,533 | 18,8 |
| Renaissance | Kamine-C | Cogén. | 0,402 | 14,2 |
| Renaissance | Kamine-SG | Cogén. | 0,402 | 14,2 |
| Opinac | Pawtucket | Cogén. | 0,181 | 6,4 |
| Paramount | JMC Selkirk | Cogén. | 0,652 | 23 |
| Étude | Dartmouth | Cogén. | 0,652 | 23 |
| Cdn Hunter | G.A.S. | Cogén. | 0,85 | 30 |
| Wascana | O & R Utilities | DL | 0,708 | 25 |
| Renaissance | NEP | Cogén. | 0,425 | 15 |
| Sceptre | NEP | Cogén. | 0,567 | 20 |
| Husky | Power City | Cogén. | 0,567 | 20 |
| Renaissance | Iroquois Energy | Vendeur | 0,283 | 10 |
| Rio Alto | Coastal | Vendeur | 0,142 | 5 |

N O R D - E S T A M É R I C A I N

Étude sur les contrats à long terme de gaz naturel (jusqu'au 31 décembre 1995)

| Vendeur | Acheteur | Type d'acheteur | QCJ | |
|---|--------------------|--------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| | | | (10 ⁶ m ³ /j) | (10 ⁶ pi ³ /j) |
| Group of 7 | Coastal | Vendeur | 1,161 | 41 |
| Morgan | Coastal | Vendeur | 0,283 | 10 |
| Enron | Enron US | Vendeur | 0,425 | 15 |
| Atcor | Makowski Selkirk | Cogén. | 0,482 | 17 |
| Esso | Makowski Selkirk | Cogén. | 0,538 | 19 |
| Pan Canadian | Makowski Selkirk | Cogén. | 0,538 | 19 |
| Home | AG-Energy | Cogén. | 0,467 | 16,5 |
| North Canadian | Kamine-I | Cogén. | 0,453 | 16 |
| North Canadian | Kamine | Cogén. | 0,283 | 10 |
| Sceptre | Encogen | Cogén. | 0,419 | 14,8 |
| Pan Canadian | Brooklyn Navy | Cogén. | 0,425 | 15 |
| Crestar | Brooklyn Navy | Cogén. | 0,283 | 10 |
| Renaissance | Northern Utilities | DL | 0,028 | 1 |
| Renaissance | Bay State | DL | 0,181 | 6,4 |
| Total pour le Nord-Est américain | | | 46,887 | 1655,1 |

CÔTE NORD-OUEST DU PACIFIQUE (É.-U.)

Total pour la Côte nord - ouest du Pacifique (jusqu'au 31 décembre 1995)

| Vendeur | Acheteur | Type d'acheteur | QCJ | |
|---|--------------------|-----------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| | | | (10 ⁶ m ³ /j) | (10 ⁶ pi ³ /j) |
| Mobil | Cascade | DL | 0,329 | 11,6 |
| Mobil | Washington Natural | DL | 0,272 | 9,6 |
| Summit | NW Natural | DL | 0,227 | 8 |
| CanWest | NW Natural | DL | 2,606 | 92 |
| Poco | NW Natural | DL | 0,445 | 15,7 |
| Poco | IGI | DL | 0,567 | 20 |
| Poco | Washington Natural | DL | 0,425 | 15 |
| Amoco | Washington Natural | DL | 0,708 | 25 |
| Westcoast | Washington Natural | DL | 0,283 | 10 |
| Westcoast | Cascade | DL | 0,136 | 4,8 |
| CanWest | Encogen NW | Cogén. | 0,263 | 9,3 |
| CanWest | TM Star | Cogén. | 0,283 | 10 |
| CanWest | Klickitat | Cogén. | 0,263 | 9,3 |
| Talisman | Tenaska 1 | Cogén. | 0,51 | 18 |
| Talisman | Rupert Cogén. | Cogén. | 0,079 | 2,8 |
| Talisman | Glenn Ferry Cogén. | Cogén. | 0,071 | 2,5 |
| Husky | Tenaska 1 | Cogén. | 0,368 | 13 |
| Husky | Tenaska 2 | Cogén. | 0,405 | 14,3 |
| Petro Canada | Tenaska 1 | Cogén. | 0,425 | 15 |
| Shell | Tenaska 2 | Cogén. | 0,606 | 21,4 |
| ECO Gas | Sumas Cogén. | Cogén. | 0,601 | 21,2 |
| CanStates | Hermiston | Cogén. | 0,841 | 29,7 |
| Home | Hermiston | Cogén. | 0,425 | 15 |
| Chevron | Hermiston | Cogén. | 0,561 | 19,8 |
| Westcoast | NW Natural | DL | 0,66 | 23,3 |
| Westcoast | Cascade | DL | 0,283 | 10 |
| Westcoast | Cascade | DL | 0,941 | 33,2 |
| Westcoast | Washington Natural | DL | 2,714 | 95,8 |
| AEC | Washington Water | DL | 0,725 | 25,6 |
| Westcoast | Washington Water | DL | 0,541 | 19,1 |
| Amerada Hess | Washington Water | DL | 0,476 | 16,8 |
| Pan Canadian | Washington Water | DL | 0,538 | 19 |
| Total pour la Côte nord-ouest du Pacifique | | | 18,578 | 655,8 |

C A L I F O R N I E**Étude sur les contrats à long terme de gaz naturel (jusqu'au 31 décembre 1995)**

| Vendeur | Acheteur | Type d'acheteur | QCJ | |
|---------------------------------|---------------|--------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| | | | (10 ⁶ m ³ /j) | (10 ⁶ pi ³ /j) |
| Pan Alberta | Socal | DL | 6,799 | 240 |
| Canadian Hunter | San Diego Gas | Cogén. | 0,567 | 20 |
| Husky | San Diego Gas | Cogén. | 0,567 | 20 |
| AEC | Socal | Cogén. | 1,482 | 52,3 |
| Esso | Socal | Cogén. | 1,482 | 52,3 |
| Shell | Socal | Cogén. | 1,482 | 52,3 |
| TransCanada | Socal | Cogén. | 1,482 | 52,3 |
| Westcoast | Burbank | DL | 0,136 | 4,8 |
| Westcoast | Glendale | DL | 0,116 | 4,1 |
| Westcoast | Pasadena | DL | 0,116 | 4,1 |
| Total pour la Californie | | | 14,227 | 502,2 |

M I D W E S T A M É R I C A I N

Étude sur les contrats à long terme de gaz naturel (jusqu'au 31 décembre 1995)

| Vendeur | Acheteur | Type d'acheteur | QCJ | |
|--------------|------------------|--------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| | | | (10 ⁶ m ³ /j) | (10 ⁶ pi ³ /j) |
| TransCanada | SE Migas | DL | 0,425 | 15 |
| TransCanada | Mich Con | DL | 0,312 | 11 |
| TransCanada | Minnegasco | DL | 1,445 | 51 |
| TransCanada | NMU 1 | DL | 0,283 | 10 |
| TransCanada | NMU 2 | DL | 0,751 | 26,5 |
| TransCanada | Midland Cogén. | Cogén. | 0,425 | 15 |
| TransCanada | Wisc PS | DL | 0,776 | 27,4 |
| TransCanada | Wisc P & L | DL | 0,238 | 8,4 |
| TransCanada | Wisc Gas Co | DL | 2,533 | 89,4 |
| TransCanada | Wisc F & L | DL | 0,21 | 7,4 |
| TransCanada | Wisc Natural Gas | DL | 0,751 | 26,5 |
| TransCanada | Mich Gas U | DL | 0,204 | 7,2 |
| ProGas | Consumers Power | DL | 2,408 | 85 |
| ProGas | NSP | DL | 0,212 | 7,5 |
| ProGas | Wisc Gas | DL | 0,187 | 6,6 |
| ProGas | Wisc PS | DL | 0,224 | 7,9 |
| ProGas | Mich Gas U | DL | 0,076 | 2,7 |
| ProGas | Wisc F & L | DL | 0,085 | 3 |
| ProGas | Wisc Gas | DL | 0,807 | 28,5 |
| ProGas | Wisc natural Gas | DL | 0,303 | 10,7 |
| ProGas | Wisc P & L | DL | 0,096 | 3,4 |
| ProGas | Wisc PS | DL | 0,314 | 11,1 |
| Pan Alberta | PAGUS | DL | 8,499 | 300 |
| Morrison | Coastal | Vendeur | 0,198 | 7 |
| Petro Canada | Coastal | Vendeur | 0,314 | 11,1 |

M I D W E S T A M É R I C A I N

Étude sur les contrats à long terme de gaz naturel (jusqu'au 31 décembre 1995)

| Vendeur | Acheteur | Type d'acheteur | QCJ | |
|------------------------------|---------------------------|-----------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| | | | (10 ⁶ m ³ /j) | (10 ⁶ pi ³ /j) |
| ProGas | Natural Gas Clearinghouse | Vendeur | 0,85 | 30 |
| ProGas | Tenaska | Vendeur | 0,567 | 20 |
| Crestar | NSP | DL | 0,184 | 6,5 |
| Crestar | NSP | DL | 0,425 | 15 |
| Norcen | Midland Cogén. | Cogén. | 0,283 | 10 |
| Husky | Midland Cogén. | Cogén. | 0,425 | 15 |
| Shell | Midland Cogén. | Cogén. | 0,425 | 15 |
| Poco | Midland Cogén. | Cogén. | 0,425 | 15 |
| North Canadian | Midland Cogén. | Cogén. | 0,283 | 10 |
| Cdn Montana Pipe | Montana Power | DL | 1,133 | 40 |
| Cdn Oxy | NSP | DL | 0,212 | 7,5 |
| Shell | Midwest Gas | DL | 0,567 | 20 |
| Shell | Enron | Vendeur | 0,102 | 3,6 |
| Amoco | NSP | DL | 0,425 | 15 |
| Renaissance | Amgas | DL | 0,142 | 5 |
| Total pour le Midwest | | | 28,524 | 1006,9 |

C E N T R E D U C A N A D A

Étude sur les contrats à long terme de gaz naturel (jusqu'au 31 décembre 1995)

| Vendeur | Acheteur | Type d'acheteur | QCJ | |
|---------------------------------------|------------|--------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| | | | (10 ⁶ m ³ /j) | (10 ⁶ pi ³ /j) |
| TransCanada | Consumers | DL | 6,686 | 236 |
| TransCanada | Centra Ont | DL | 0,969 | 34,2 |
| TransCanada | Centra Man | DL | 2,323 | 82 |
| TransCanada | Union | DL | 1,241 | 43,8 |
| TransCanada | Gaz Métro | DL | 2,493 | 88 |
| Pan Alberta | Gaz Métro | DL | 0,618 | 21,8 |
| Pan Alberta | Gaz Métro | DL | 0,388 | 13,7 |
| Shell | Union | DL | 0,238 | 8,4 |
| Shell | Union | DL | 0,207 | 7,3 |
| Wascana | Union | DL | 0,326 | 11,5 |
| Amerada Hess | Union | DL | 0,13 | 4,6 |
| Canadian Hunter | Union | DL | 0,232 | 8,2 |
| Enron | Union | DL | 0,238 | 8,4 |
| Gulf | Union | DL | 0,295 | 10,4 |
| Gulf | Union | DL | 0,286 | 10,1 |
| TransCanada | Union | DL | 0,346 | 12,2 |
| Northstar | Union | DL | 0,113 | 4 |
| Westcoast | Union | DL | 0,127 | 4,5 |
| Westcoast | Union | DL | 0,122 | 4,3 |
| Westcoast | Union | DL | 0,071 | 2,5 |
| Norcen | Centra Ont | DL | 0,17 | 6 |
| A | Consumers | DL | 0,099 | 3,5 |
| B | Consumers | DL | 0,3 | 10,6 |
| C | Consumers | DL | 0,399 | 14,1 |
| D | Consumer | DL | 0 | 0 |
| E | Consumers | DL | 0,399 | 14,1 |
| F | Consumers | DL | 0,198 | 7 |
| G | Consumers | DL | 0,399 | 14,1 |
| H | Consumers | DL | 0,3 | 10,6 |
| J | Consumers | DL | 0,201 | 7,1 |
| K | Consumers | DL | 0,099 | 3,5 |
| L | Consumers | DL | 0,201 | 7,1 |
| Novergaz | Gaz Métro | DL | 0,212 | 7,5 |
| Total pour le Centre du Canada | | | 20,428 | 721,1 |

C O L O M B I E - B R I T A N N I Q U E

Étude sur les contrats à long terme de gaz naturel (jusqu'au 31 décembre 1995)

| Vendeur | Acheteur | Type d'acheteur | QCJ | |
|---|----------|--------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| | | | (10 ⁶ m ³ /j) | (10 ⁶ pi ³ /j) |
| Amoco | BC Gas | DL | 0,795 | 28,1 |
| Anderson | BC Gas | DL | 0,375 | 13,2 |
| Canadian Hunter | BC Gas | DL | 0,2 | 7,1 |
| Canadian Hunter | BC Gas | DL | 0,57 | 20,1 |
| Canadian Hunter | BC Gas | DL | 0,33 | 11,6 |
| CanWest | BC Gas | DL | 3,965 | 140 |
| Esso | BC Gas | DL | 0,14 | 4,9 |
| Mobil | BC Gas | DL | 0,283 | 10 |
| NorPac | BC Gas | DL | 0,71 | 25,1 |
| NorPac | BC Gas | DL | 1,983 | 70 |
| PennWest | BC Gas | DL | 0,142 | 5 |
| Petro Canada | BC Gas | DL | 0,142 | 5 |
| Petro Canada | BC Gas | DL | 0,425 | 15 |
| Petro Canada | BC Gas | DL | 0,708 | 25 |
| Ranger | BC Gas | DL | 0,283 | 10 |
| Ranger | BC Gas | DL | 0,565 | 19,9 |
| Rigel | BC Gas | DL | 0,1 | 3,5 |
| Shell | BC Gas | DL | 0,283 | 10 |
| Summit | BC Gas | DL | 0,28 | 9,9 |
| Talisman | BC Gas | DL | 1,243 | 43,9 |
| Unocal | BC Gas | DL | 0,3 | 10,6 |
| Total pour la Colombie-Britannique | | | 13,822 | 487,9 |