

1986

1987

1988

1989

1990

1991

1992

ÉVALUATION DU MARCHÉ DU GAZ NATUREL

10 ANS

après

LA DÉRÉGLEMENTATION

1993

Office national de l'énergie
Novembre 1996

1994

1995

ÉVALUATION DU MARCHÉ DU GAZ NATUREL

Le gaz naturel canadien

DIX ANS
après
LA DÉRÉGLEMENTATION

Novembre 1996

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 1996
représenté par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE23-53/1996F
ISBN 0-662-81636-6

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
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 0X8
(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 1996 as
represented by the National Energy Board

Cat. No. NE23-53/1996E
ISBN 0-662-25193-8

This report is published separately in both official lan-
guages.

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W
Calgary, Alberta
T2P 0X8
(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.

Liste des acronymes	ii
Liste des figures et des tableaux	iii
Sommaire	v
Chapitre 1: Introduction	1
Chapitre 2: Secteur de production du gaz	
2.1 Structure du secteur de production du gaz	5
2.2 Réserves, ressources et production	6
2.3 Activités de recherche et de mise en valeur	7
2.4 Coûts de découverte et de mise en valeur	8
2.5 Principales initiatives pour augmenter la fiabilité de l’approvisionnement	10
2.6 Évolution des régimes fiscal et réglementaire	11
2.7 Situation financière du secteur pétrolier en amont	12
2.8 Récapitulation et questions d’actualité	14
Chapitre 3: Transport du gaz	
3.1 Croissance du réseau pipelinier canadien	17
3.2 Les droits pipeliniers et leurs facteurs déterminants	21
3.3 Services de transport pipelinier et marché secondaire pour la capacité	23
3.4 Évolution de la réglementation	25
3.5 Récapitulation et questions d’actualité	27
Chapitre 4: Marchés du gaz naturel et pratiques de vente	
4.1 Marchés intérieurs	29
4.2 Marchés d’exportation	39
4.3 Pratiques de vente	44
4.4 Interaction entre le marché des services de transport et les marchés du gaz	48
4.5 Récapitulation et questions d’actualité	49
Annexe I: Rapports antérieurs de l’Office sur l’évaluation du marché du gaz naturel	51
Annexe II: Signaux de prix liés aux agrandissements des gazoducs	53
Annexe III: Évolution des politiques sur les marchés captifs au Canada	57
Annexe IV: Instruments financiers et opérations de couverture	61
Glossaire	63

L I S T E D E S A C R O N Y M E S

10⁶pi³/j	million de pieds cubes par jour
10⁹pi³	milliard de pieds cubes
10¹²pi³	billion de pieds cubes
ACC	agent/commercialisateur/courtier
ANG	Alberta Natural Gas Pipeline
BCUC	British Columbia Utilities Commission
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.- B.	Colombie-Britannique
CÉO	Commission de l'énergie de l'Ontario
CMA	conditions minimales d'approvisionnement
CPMG	coût pondéré moyen du gaz
É.-U.	États-Unis
EUB	Alberta Energy and Utilities Board
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GJ	gigajoule
GLGT	Great Lakes Gas Transmission
IHH	indice Hirschman-Herfindahl
IPC	indice des prix à la consommation
MACM	méthode axée sur les conditions du marché
MÉM RP	ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières (C.-B.)
NGTL	NOVA Gas Transmission Limited
NYMEX	bourse de commerce de New York
Office, ONÉ	Office national de l'énergie
PGT	Pacific Gas Transmission
R/P	ratio des réserves restantes sur la production
Régie	Régie du gaz naturel
RSPM	Régie des services publics du Manitoba
TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes

Figures

1.1	Prix moyen annuel à la tête du puits en Alberta	3
1.2	Production et exportations de gaz naturel	3
2.1	Ratios des réserves restantes sur la production	7
2.2	Puits fructueux d'exploration et de développement	8
2.3	Coûts de remplacement du gaz naturel en Alberta	9
2.4	Coûts de remplacement du gaz naturel en Colombie-Britannique	9
2.5	Stockage du gaz utilisable - capacité maximale	11
2.6	Taux moyen de rendement du capital utilisé	13
2.7	Ressources d'autofinancement et émissions d'actions	13
2.8	Additions aux réserves, production et plateformes de forage actives aux États-Unis	15
3.1	Réseau canadien de gazoducs	18
3.2	Équilibre de l'offre et de la demande de gaz au Canada et aux É.-U. (1995)	20
3.3	Indices des droits pipeliniers canadiens par rapport à l'IPC	21
3.4	Indices des droits pipeliniers américains	22
4.1	Prix à la pointe du brûleur résidentiels au Québec	36
4.2	Prix à la pointe du brûleur commerciaux au Québec	36
4.3	Prix à la pointe du brûleur industriels au Québec	37
4.4	Prix à la pointe du brûleur résidentiels en Ontario	37
4.5	Prix à la pointe du brûleur commerciaux en Ontario	38
4.6	Prix à la pointe du brûleur industriels en Ontario	38
4.7	Exportations de gaz naturel canadien par région - 1986	40
4.8	Exportations de gaz naturel canadien par région - 1995	40
4.9	Prix à l'exportation du gaz naturel par région	42
4.10	Recettes à l'exportation du gaz naturel par région	43
4.11	Exportations à court et à long terme de gaz naturel	45
4.12	Intégration des marchés du gaz naturel du Canada et des États-Unis	47
4.13	Prix moyen annuel à la frontière de l'Alberta	48
A.1	Différence de prix et droits pipeliniers : Malin par rapport à Kingsgate	54
A.2	Différence de prix et droits pipeliniers : Chicago par rapport à l'Alberta	54
A.3	Différence de prix et droits pipeliniers : Niagara par rapport à l'Alberta	55

Tableaux

2.1	Principaux producteurs canadiens de gaz naturel au Canada - 1986 et 1995	6
4.1	Ventes de gaz canadien sur le marché intérieur, par secteur	30
4.2	Principaux distributeurs locaux au Canada (1995)	31
4.3	Ventes directes et ventes de gaz du réseau, selon la province (1995)	32
A.1	Volatilité des prix du gaz naturel - sept. 1991 à déc. 1995	61

Avant de délivrer une licence d'exportation de gaz naturel à long terme, l'Office national de l'énergie doit, aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, s'assurer que les exportations projetées sont excédentaires aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada. Il a adopté, en juillet 1987, une nouvelle méthode de calcul, appelée la méthode axée sur les conditions du marché (MACM), qui part du principe fondamental que le marché satisfera les besoins canadiens en gaz naturel à des prix justes. Mais pour que cela se réalise, les marchés doivent être concurrentiels, il ne doit pas y avoir d'abus de pouvoir commercial et les conditions d'accès au gaz doivent être similaires pour tous les acheteurs.

L'Office a mis en oeuvre la MACM peu après le 31 octobre 1985, date de la signature par les gouvernements du Canada et des trois provinces productrices, la Colombie-Britannique, l'Alberta et la Saskatchewan, d'une entente sur les prix et les marchés du gaz naturel. L'entente a apporté un changement qui a marqué une étape importante en autorisant pour la première fois les acheteurs à traiter directement avec les producteurs, les commercialisateurs et autres agents pour obtenir des approvisionnements à des prix librement négociés. De 1975 à 1985, le prix du gaz naturel vendu sur le marché interprovincial au Canada avait été réglementé par un accord conjoint entre le gouvernement fédéral et l'Alberta. De plus, avant l'entente, les acheteurs de gaz des provinces non productrices ne pouvaient acheter leur gaz que d'une compagnie pipelinère et à un prix global qui comprenait le coût du gaz et celui du transport.

Bien que l'entente de 1985 ait créé les conditions nécessaires pour établir un marché concurrentiel du gaz naturel, les signataires ont reconnu que le secteur pipelinier devrait continuer à être réglementé à cause de ses caractéristiques de monopole naturel. L'accès libre et équitable aux gazoducs interprovinciaux pour tous les expéditeurs constituait une condition indispensable pour créer un marché concurrentiel. L'Office s'est, par la suite, assuré qu'un tel accès était disponible.

L'Office s'est engagé, dans le cadre de la MACM, à surveiller le marché canadien du gaz naturel et à publier de temps en temps un rapport sur la structure et le fonctionnement du marché.

Le but du présent rapport est :

- 1) d'examiner les changements survenus sur le marché canadien du gaz naturel au cours des dix années suivant la déréglementation;**
- 2) de décrire le fonctionnement actuel du marché;**
- 3) d'aider l'Office à déterminer si le marché fonctionne généralement de façon à satisfaire les besoins du Canada en gaz naturel à des prix justes.**

Le rapport présente un examen des changements majeurs survenus dans les secteurs de production et de transport du gaz ainsi que l'évolution des marchés et des pratiques de vente.

Secteur de production du gaz

On note un fait saillant dans le secteur de la production du gaz naturel au cours de la dernière décennie : la chute de 40 % des prix à la tête du puits qui s'est produite de 1985 à 1987 et les mesures subséquentes prises par le secteur pour survivre dans le contexte de prix bas, lequel persiste encore. Le secteur a réagi en réduisant énergiquement les coûts et en pénétrant rapidement le marché de l'exportation. La réduction des coûts s'est faite grâce à la réduction des effectifs des entreprises, à la mise en oeuvre de nouvelles techniques comme la prospection sismique en 3-D, à de meilleures méthodes de forage, à une meilleure gestion des stocks et à une plus grande attention aux coûts à chaque étape de la recherche et de la production du gaz naturel. Par conséquent, les coûts de remplacement du gaz en Alberta ont diminué en termes réels d'environ 50 % depuis 1985.

Le secteur a maintenu ses rentrées parce que les exportations ont presque quadruplé, passant de 21 10⁹m³ (740 10⁹pi³) en 1986 à 78 10⁹m³ (2,76 10¹²pi³) en 1995. Les gains à l'exportation ont augmenté en conséquence, passant de 2,6 milliards \$ en 1986 à 5,5 milliards \$ en 1995. Bien que les ventes de gaz sur le marché intérieur aient augmenté de 30 % pendant cette période, cette augmentation a été neutralisée par la chute des prix à la tête du puits.

Le secteur pétrolier en amont n'a pas eu de bons résultats financiers au cours de la dernière décennie bien que ses rentrées aient doublé grâce aux exportations. Entre 1986 et 1994, le rendement de l'investissement n'a atteint en moyenne que de 4 % par année, témoignant des prix bas du gaz naturel et du pétrole brut ainsi que de la structure compétitive du secteur. Néanmoins, il a très bien réussi à attirer les capitaux d'investissement, ce qui montre que les investisseurs sont optimistes au sujet de la solidité financière à long terme de l'industrie canadienne du gaz et du pétrole.

On constate que, dans les dernières années, le secteur de production a été très attentif aux signaux du marché. Il a réduit considérablement les coûts de remplacement en réponse aux prix bas tout en réagissant vite aux fluctuations à la hausse des prix. En effet, quand les prix du gaz ont grimpé en 1993-1994, indiquant que la demande s'élevait par rapport à l'offre, le secteur a augmenté rapidement, en 1994, sa capacité de production grâce au forage de plus de 3500 nouveaux puits, par rapport à 525 en 1992.

La production totale de gaz canadien a doublé, passant de 74,9 10⁹m³ (2,6 10¹²pi³) en 1986 à 150 10⁹m³ (5,3 10¹²pi³) en 1995. En même temps, le potentiel ultime prévu du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien a augmenté et il est maintenant d'environ 50 % supérieur à ce qu'il était estimé dix ans plus tôt. Cette aptitude manifeste à réduire les coûts et à développer de nouvelles réserves montre que le secteur de production pourra répondre aux demandes du marché dans les années à venir.

Secteur de transport du gaz

Depuis la déréglementation, les gazoducs canadiens se sont développés considérablement pour répondre à l'accroissement des ventes de gaz, particulièrement à l'exportation. Le débit a augmenté rapidement tandis que les droits sont restés relativement stables, bien que l'on relève des variations individuelles d'une compagnie pipelinière à l'autre. Cette stabilité a été possible grâce aux économies d'échelle d'une part et, d'autre part, à la sous-utilisation de la capacité pipelinière qui, vers la fin des années 1980, a permis d'augmenter le débit sans grandes dépenses en capital.

À cause de la forte chute des prix à la tête du puits, les coûts de transport constituent maintenant un plus grand pourcentage du prix du gaz à la livraison. Dans un contexte de prix à la tête du puits bas, le secteur de production est devenu de plus en plus préoccupé du niveau des droits exigés pour le transport par gazoduc au début des années 1990. Ayant réussi à réduire leurs coûts, les producteurs ont jugé que des gains d'efficacité étaient aussi possibles dans le transport du gaz et ils ont commencé à rechercher activement des solutions de rechange à la méthode de réglementation traditionnelle basée sur le coût du service. L'Office a emboîté le pas en publiant, en 1988, des lignes directrices pour les règlements négociés et en organisant, en 1993, un atelier sur les mesures de réglementation incitatives.

L'année dernière, ces efforts ont mené à la signature d'un règlement incitatif pluriannuel par TransCanada PipeLines Ltd. (TransCanada) et ses expéditeurs, lequel règlement a par la suite été approuvé par l'Office. NOVA Gas Transmission Limited et ses expéditeurs ont signé, à l'été, un règlement incitatif que l'Alberta Energy and Utilities Board étudie actuellement. On s'attend à ce que des régimes incitatifs soient proposés par des expéditeurs ou des compagnies pipelinières pour d'autres grands gazoducs au Canada. Ces règlements réduisent les coûts de réglementation parce que les droits sont établis conformément aux règlements en question, ce qui élimine la nécessité de tenir des audiences publiques coûteuses pour déterminer le coût du service annuel autorisé. Les mesures de réglementation incitatives pourraient aussi faciliter les gains d'efficacité dans l'exploitation des gazoducs et servent à mieux dégager les intérêts des expéditeurs et des compagnies pipelinières dans la recherche d'une efficacité accrue.

Autre fait notable dans l'histoire du transport du gaz au cours de la dernière décennie : la souplesse de transaction offerte par le réseau de gazoducs au Canada et aux États-Unis. Les compagnies pipelinières ont répondu aux besoins des expéditeurs en offrant un meilleur éventail de services dont le transport à contre-courant, la souplesse quant au point de livraison, la soumission pour divers services ainsi que les services de stockage et de stationnement. Ces services ont considérablement aidé les expéditeurs à rentabiliser leurs expéditions et à maximiser leurs ventes. De plus, l'accroissement de la capacité de stockage a contribué à l'utilisation maximale de tout le réseau en limitant le besoin de construire des installations de transport et en offrant une sécurité d'approvisionnement et une plus grande souplesse dans la livraison.

Les expéditeurs qui détiennent une capacité garantie de transport courent un gros risque à cause des lourdes obligations financières liées aux frais de réservation que leur imposent leurs contrats de transport à long terme. Depuis 1988, il existe un marché secondaire qui

permet aux expéditeurs de vendre leurs droits de transport à d'autres expéditeurs, à court ou à long terme. Le marché secondaire sur TransCanada a été très actif et a apporté de nombreux avantages, y compris une meilleure gestion des risques pour les expéditeurs et une meilleure utilisation du réseau. Depuis que l'Office a levé, en 1995, l'interdiction de vendre la capacité sur le marché secondaire à des prix supérieurs aux droits réglementés, le prix de la capacité varie librement en fonction de sa vraie valeur commerciale.

Contrairement au secteur de production, qui est hautement concurrentiel, le secteur pipelinier conserve encore ses caractéristiques de monopole. Ainsi, bien que la réglementation basée sur le coût du service soit complétée par des mesures de réglementation incitatives, les organismes de réglementation doivent encore exercer une surveillance. Par contre, la concurrence entre les compagnies pipelinières pourrait s'aviver si certains des nouveaux réseaux projetés sont construits.

Les marchés du gaz et les pratiques de vente

Le marché du gaz a connu des changements majeurs au cours des dix dernières années. Avant la déréglementation des prix, presque tout le gaz était vendu par les compagnies pipelinières à des distributeurs locaux en vertu de contrats à long terme. Avec la séparation des services pipeliniers et l'établissement du libre-accès, des centaines d'acheteurs et de vendeurs sont entrés sur le marché. Les producteurs, les regroupes et divers commercialisateurs et courtiers vendent maintenant le gaz directement aux distributeurs locaux et aux consommateurs des secteurs industriel, commercial et résidentiel.

À mesure que le nombre de participants s'est multiplié et que le marché est devenu plus concurrentiel, les contrats et les ventes à plus court terme ont progressivement remplacé les contrats conventionnels à long terme. Un marché très actif du disponible pour les ventes mensuelles a pris son essor vers la fin des années 1980. Bien qu'au Canada, de gros volumes de gaz soient encore vendus en vertu de contrats à long terme, les prix dans nombre de contrats sont liés, en totalité ou en partie, aux indices des prix du disponible. Le développement et le bon fonctionnement du marché du disponible ont amélioré la transparence des prix et augmenté l'efficacité du marché du gaz naturel.

À mesure que le gaz est devenu une marchandise, les possibilités de faire des profits par arbitrage ont diminué. Par conséquent, la commercialisation du gaz s'est rationalisée. Un autre aspect du développement du marché du gaz a été l'apparition de marchés à terme et l'utilisation de divers instruments de couverture. Un contrat à terme pour le gaz est d'abord apparu sur la bourse de commerce de New York (NYMEX) en 1990 et depuis, trois nouveaux contrats à terme ont été lancés, le plus récent étant pour les livraisons du gaz en Alberta. Comme les prix du disponible sont très volatiles, les instruments de couverture permettent aux vendeurs et aux acheteurs de gaz naturel de se protéger contre les fluctuations soudaines défavorables des prix.

Un certain nombre de développements ont contribué à l'intégration du marché nord-américain du gaz. En ce qui a trait à la structure tarifaire des compagnies pipelinières, les régimes de réglementation se sont harmonisés lorsque la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis a ordonné aux compagnies pipelinières américaines d'adopter

une méthode de conception des droits selon la formule fixe-variable, ce qui était déjà courant au Canada. La simplification des méthodes d'approbation des exportations et des importations des deux côtés de la frontière a atténué la distinction entre marché intérieur et marché de l'exportation. La séparation des fonctions de transport et de vente des deux côtés de la frontière, l'augmentation du nombre d'acheteurs et de vendeurs, l'essor du marché du disponible et l'utilisation croissante de marchés à terme ont tous contribué à une harmonisation croissante des pratiques de vente. Ces développements ont aussi contribué à la création d'un marché continental du gaz naturel hautement concurrentiel.

Le degré d'intégration entre les divers marchés et régions productrices au Canada et au É.-U. varie avec le temps, en raison du déplacement de la demande, de la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement et de la construction de nouvelles installations pipelinières. Au cours des dernières années, une démarcation est/ouest est apparue sur les marchés du continent. À l'ouest, la capacité de production est sensiblement excédentaire à la demande, et les prix du gaz sont généralement bas, alors que c'est le contraire dans l'Est. Bien que les bassins producteurs de l'Ouest fournissent une quantité considérable de gaz aux centres de consommation de l'Est, la capacité pipelinière n'a pas suffi à éliminer les grands écarts de prix qui se sont développés entre les marchés de l'Est et de l'Ouest. De date plus récente, il semble que les liens entre l'Alberta et les régions productrices de l'Ouest des États-Unis se sont relâchés.

Les producteurs canadiens ont diversifié les ventes en établissant une présence très importante sur le marché du Nord-Est américain, en développant les ventes à l'exportation pour la production d'électricité et en adoptant un mélange de ventes à court terme, à long terme et sur le marché du disponible. Au cours des dernières années, le Nord-Est américain a offert aux exportateurs de gaz canadien les rentrées nettes les plus élevées.

Les acheteurs canadiens ont aussi diversifié leurs sources d'approvisionnement. Alors que, dix ans plus tôt, les distributeurs locaux achetaient presque tout leur gaz des compagnies pipelinières en vertu de contrats à prix fixe, ils ont maintenant un portefeuille de contrats d'achat du gaz, y compris les contrats à court et à long terme avec des regroupements, des vendeurs directs et des fournisseurs américains. En général, les consommateurs industriels et les gros consommateurs commerciaux achètent du gaz directement des fournisseurs de leur choix. Au cours des dernières années, les petits consommateurs des secteurs commercial et résidentiel ont pu se prévaloir de l'achat direct. Les options qui leur sont offertes varient quelque peu d'une province à l'autre, selon la réglementation propre à chaque province.

La part du gaz naturel dans la totalité du marché énergétique canadien n'a augmenté que de 2 % durant la dernière décennie. La forte chute des prix à la tête du puits s'est traduite par une baisse des prix du gaz livré aux consommateurs industriels. Cependant, les prix payés par les consommateurs ultimes des secteurs commercial et résidentiel dans l'Est canadien n'ont baissé que légèrement en termes réels, notamment en raison de la hausse des coûts de distribution et de stockage. On constate que la consommation du gaz a augmenté relativement vite dans le secteur industriel, mais beaucoup moins dans les secteurs commercial et résidentiel. Néanmoins, tous les consommateurs canadiens ont bénéficié du choix plus grand en matière de fournisseurs et de prix généralement bas.

Dans les dix années qui ont suivi la déréglementation, les acheteurs de gaz canadien ont en moyenne payé des prix égaux ou inférieurs aux prix payés par les acheteurs américains, tel que mesuré à la frontière de l'Alberta. Outre le plus grand choix des fournisseurs et les prix généralement bas, ceci témoigne fortement du fait que le marché du gaz naturel fonctionne pour servir les intérêts des acheteurs canadiens.

Observations finales

Selon le rapport, le fonctionnement actuel du marché du gaz naturel canadien reflète bien le principe fondamental de la MACM. Le marché fonctionne généralement de façon à ce que les besoins des acheteurs canadiens soient satisfaits à des prix justes. Aucun obstacle n'empêche les principaux acheteurs d'avoir, à des prix concurrentiels, accès aux approvisionnements de l'Ouest canadien. C'est de là que les distributeurs locaux de l'Est continuent à acheter presque tout leur gaz bien qu'ils aient établi une grande capacité d'importation de gaz américain. Les prix du gaz sont fixés par le jeu de la concurrence; la production et la commercialisation du gaz sont très compétitives et offrent un maximum de choix aux acheteurs. Enfin, il est évident que les acheteurs canadiens ont pu s'approvisionner en gaz naturel canadien à des conditions qui sont au moins aussi favorables que celles qui sont offertes aux acheteurs américains.

Notre rapport indique dans l'ensemble que l'industrie du gaz naturel fonctionne efficacement et est attentive aux demandes du marché. Le secteur pipelinier offre de nouveaux services qui, associés à une meilleure capacité de stockage, ont considérablement augmenté la souplesse et la fiabilité du système de livraison. Le secteur de production du gaz a considérablement réduit ses coûts et a multiplié la production malgré la persistance de prix à la tête du puits peu élevés. Même si la production a augmenté, on peut s'attendre, en raison de l'évolution technologique rapide et d'une meilleure connaissance du bassin producteur de l'Ouest canadien, à ce que l'approvisionnement continue de répondre, dans l'avenir prévisible, à la demande intérieure et d'exportation. Le potentiel ultime prévu du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien est maintenant jugé être d'environ 50 % supérieur à ce qu'il était estimé dix ans plus tôt.

INTRODUCTION

De 1975 à 1985, le prix du gaz naturel de l'Alberta vendu à d'autres provinces était réglementé à des niveaux convenus par les gouvernements du Canada et de l'Alberta. Le prix du gaz vendu en Alberta et dans les autres provinces productrices était réglementé par le gouvernement provincial correspondant. Le transport était assuré par des compagnies pipelinières qui achetaient le gaz en vertu de contrats à long terme puis le revendaient sur les marchés se trouvant à l'autre extrémité de leurs réseaux. Le secteur de production du gaz avait une capacité de production excédentaire, en partie en raison des prix réglementés élevés et d'avantageuses clauses de prise obligatoire des contrats d'approvisionnement en gaz.

Les gouvernements de l'époque ont convenu qu'il était nécessaire de doter l'industrie d'une plus grande souplesse pour en maintenir l'intégrité à long terme et, le 31 octobre 1985, les gouvernements du Canada, de la Colombie-Britannique (C.-B.), de l'Alberta et de la Saskatchewan ont signé une entente sur les marchés et les prix du gaz naturel (entente de 1985). Le principe fondamental de cette entente était qu'un marché du gaz concurrentiel servirait mieux les besoins des producteurs et des consommateurs canadiens. L'entente de 1985 établissait les modalités en vertu desquelles un marché concurrentiel pourrait se développer par la déréglementation des prix (sur une période d'un an) et en autorisant pour la première fois les utilisateurs ultimes des provinces non productrices à acheter leur gaz directement des producteurs. Le lien direct entre les consommateurs et les producteurs a permis que les prix soient librement négociés. Un élément important de la déréglementation était d'assurer aux producteurs et aux autres expéditeurs un accès équitable et flexible aux services de transport du gaz. Malgré la déréglementation des ventes de gaz, les gouvernements ont convenu qu'il était nécessaire de continuer à réglementer les secteurs de transport et de distribution à cause de leurs caractéristiques de monopole naturel.

L'Office national de l'énergie (Office, ONÉ) peut, aux termes de la partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie (la Loi), délivrer des licences d'exportation de gaz naturel à long terme. En évaluant une demande de licence, l'Office est tenu, en vertu de la Loi, de considérer tous les points qui lui semblent pertinents. Il doit surtout être convaincu que la quantité de gaz destinée à l'exportation ne dépasse pas l'excédent de la production compte tenu des besoins raisonnablement prévisibles d'utilisation au Canada, eu égard aux perspectives de découverte de gaz au pays.

Après la mise en oeuvre de l'entente de 1985, l'Office a, à deux reprises, examiné et modifié la méthode qu'il utilise pour évaluer si le gaz devant être exporté en vertu de licences à long terme est excédentaire aux besoins canadiens raisonnablement prévisibles. En 1987, il a décidé d'adopter la méthode axée sur les conditions du marché (MACM) pour évaluer les demandes de licence d'exportation à long terme.¹ Cette nouvelle méthode part du principe fondamental qu'en général le marché fonctionnera de façon que les besoins du Canada soient satisfaits à des prix justes. Elle comporte deux volets, l'un concernant l'audience publique, l'autre la surveillance. Dans le cadre de sa démarche de surveillance, l'Office a déclaré qu'il publierait régulièrement des rapports sur des

¹ Voir les Motifs de décision relative à l'examen des méthodes de calcul des excédents de gaz naturel, juillet 1987.

aspects variés du marché du gaz naturel. L'un des objectifs de ces rapports, appelés Évaluations du marché du gaz naturel, est de s'assurer que le marché se conforme réellement au principe de la MACM.²

Après la déréglementation des prix et l'établissement du libre-accès, les distributeurs locaux de l'Est canadien qui dépendaient de TransCanada pour tout leur approvisionnement en gaz ont commencé à traiter directement avec divers fournisseurs. Les consommateurs industriels ont à leur tour décidé d'acheter leur gaz directement des fournisseurs plutôt que de leurs distributeurs locaux. Nombre de nouvelles compagnies (producteurs, commercialisateurs, filiales des compagnies pipelinères, etc.) se sont lancées dans la commercialisation du gaz naturel.

Les prix à la tête du puits ont diminué de 40 % de 1985 à 1987 et d'un autre 15 % entre 1987 et 1995 (figure 1.1). À la même époque, la production et les exportations ont augmenté rapidement (figure 1.2). Au cours des dix années qui ont suivi la déréglementation, des progrès ont été réalisés dans le domaine de la technologie de prospection sismique et de forage, du développement de nouveaux et meilleurs services pipeliniers pour répondre aux besoins divergents de clients variés ainsi que d'une intégration croissante du marché nord-américain. Tous ces facteurs ont renforcé le fonctionnement concurrentiel du marché du gaz naturel canadien. Compte tenu de cette évolution continue, l'Office a décidé d'examiner, dix ans après la déréglementation, la situation actuelle du marché du gaz naturel canadien et d'en faire rapport. Le présent rapport couvre la période s'étendant de 1986 à 1995; il examine aussi les événements survenus en 1996 jusqu'à la date de diffusion du rapport.

Les principaux objectifs du rapport sont :

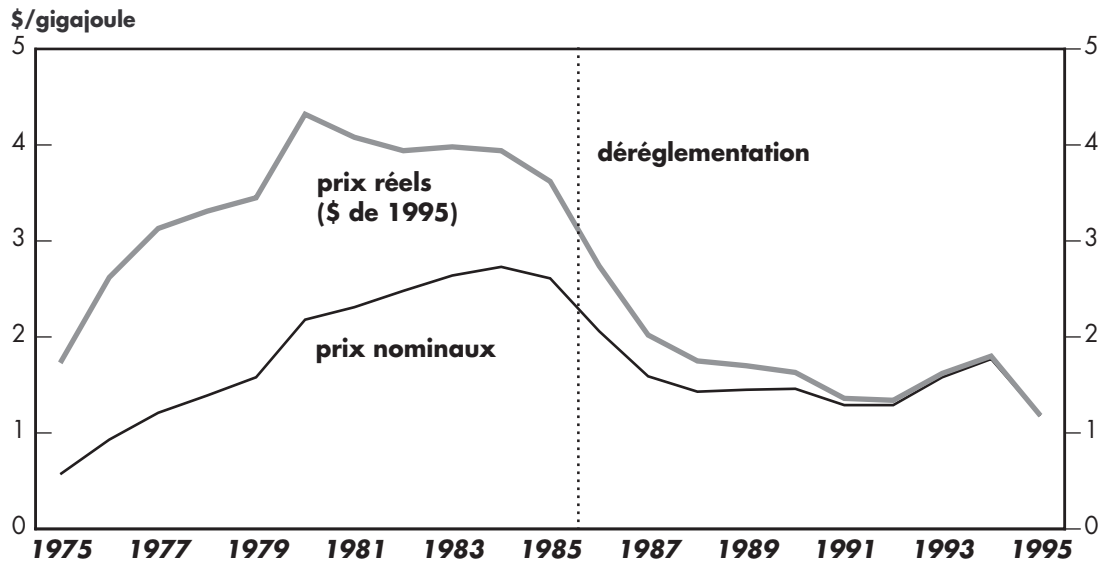
- 1) d'examiner les changements survenus sur le marché du gaz naturel canadien au cours des dix années suivant la déréglementation;**
- 2) de décrire le fonctionnement actuel du marché;**
- 3) d'aider l'Office à déterminer si le marché fonctionne généralement de façon à satisfaire les besoins du Canada en gaz naturel à des prix justes.**

Le rapport présente un examen des changements survenus dans chacun des principaux secteurs de l'industrie canadienne du gaz. Le chapitre 2 traite des faits saillants dans le secteur de la production, surtout de l'aptitude manifeste de ce secteur à réduire les coûts et à faire face aux nouvelles conditions du marché. Le chapitre 3 examine les changements survenus dans le secteur de transport et explique comment, grâce à une souplesse accrue au niveau du transport, le secteur du transport répond mieux aux besoins des producteurs, des vendeurs et des acheteurs. Le chapitre 4 examine le marché du gaz naturel du point de vue des vendeurs et des acheteurs.

² L'Office a publié sa première évaluation globale du marché du gaz naturel canadien en 1988 et sa deuxième en 1989. Depuis, il a publié plusieurs rapports sur des sujets plus spécifiques touchant l'industrie du gaz. Une liste de ces rapports figure à l'annexe I.

FIGURE 1.1

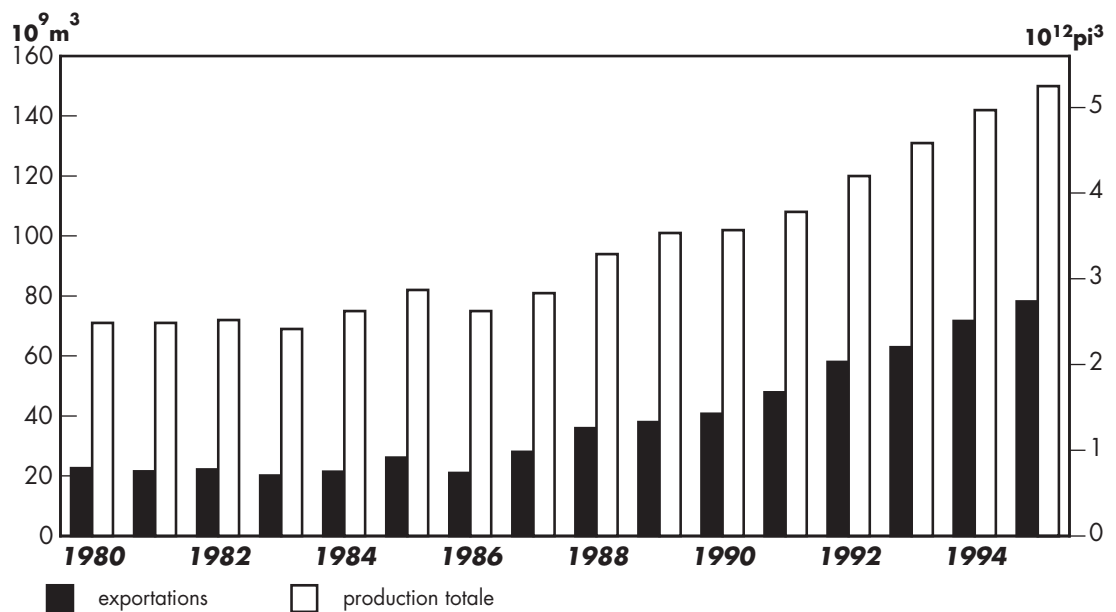
Prix moyen annuel à la tête du puits en Alberta



Source : Manuel de l'Association canadienne des producteurs pétroliers

FIGURE 1.2

Production et exportations de gaz naturel



SECTEUR DE PRODUCTION DU GAZ

Depuis la mise en oeuvre de la déréglementation à la fin de 1985, les producteurs ont réagi aux signaux du marché concurrentiel nouvellement établi. Ils se sont continuellement attachés à réduire leurs coûts afin de survivre et de rester compétitifs malgré le contexte de prix bas qui a persisté sur le marché nord-américain du gaz durant la dernière décennie.

Le présent chapitre offre un bref aperçu de la structure du secteur canadien de production du gaz naturel. Il examine ensuite les principaux développements dans le secteur depuis la déréglementation, surtout les changements survenus dans la production et les réserves, les activités de recherche et de mise en valeur du gaz naturel, les coûts de découverte, les méthodes de gestion de l'approvisionnement, l'évolution des régimes fiscal et réglementaire ainsi que la situation financière du secteur.

2.1 Structure du secteur de production du gaz

La plupart des compagnies actives dans le secteur pétrolier en amont s'occupent de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel. Dans les premiers temps de l'industrie pétrolière au Canada, le gaz naturel était considéré de façon générale comme un sous-produit de la recherche et de la production du pétrole brut. Jusqu'au moment où les principaux gazoducs ont été construits pour l'acheminer hors des provinces productrices, le gaz avait relativement peu de valeur pour les producteurs.

Aujourd'hui, plus de 700 compagnies cherchent et produisent du pétrole brut et du gaz naturel.³ Elles vont de grandes corporations internationales à de petites entreprises locales. Leur nombre réel change continuellement en raison de la fusion, de la fermeture et de la formation de nouvelles compagnies.

Le secteur de production du gaz naturel est très compétitif. En 1995, les dix principaux producteurs rendaient compte d'environ 40 % de la production canadienne totale de gaz naturel, par rapport à environ 48 % en 1986 (tableau 2.1). Aucune compagnie ou groupe de grandes compagnies n'a une influence excessive sur le marché. Des centaines de compagnies se faisant toutes concurrence pour une part du marché peuvent offrir un approvisionnement en gaz. Enfin, la part moyenne de marché des compagnies est actuellement inférieure à ce qu'elle était il y a dix ans.

³ Source : Canadian Oil Register, édition de 1995, publiée par C. O. Nickle Publications.

T A B L E A U 2 . 1

Principaux producteurs canadiens de gaz naturel -1986* et 1995
(% de la production canadienne quotidienne totale du gaz)**

rang	1986		1995	
	compagnie	%	compagnie	%
1	Shell Canada	7,9	Amoco Canada	7,3
2	Dome Petroleum	7,7	PanCanadian	4,9
3	Mobil Oil Canada	6,9	Shell Canada	4,8
4	Petro-Canada	5,0	Talisman Energy	4,0
5	PanCanadian	4,4	Petro-Canada	3,8
6	Gulf Canada	3,7	Imperial Oil	3,6
7	Amoco Canada	3,5	Anderson Exploration	3,5
8	Alberta Energy Company	3,5	Mobil Oil Canada	3,5
9	Compagnie pétrolière impériale	2,6	Ressources énergétiques Norcen	2,6
10	Chevron Canada Resources	2,4	Renaissance Energy	2,5
	10 principaux producteurs	47,6		40,4
	20 principaux producteurs	64,4		59,4
	100 principaux producteurs	90,1		87,6

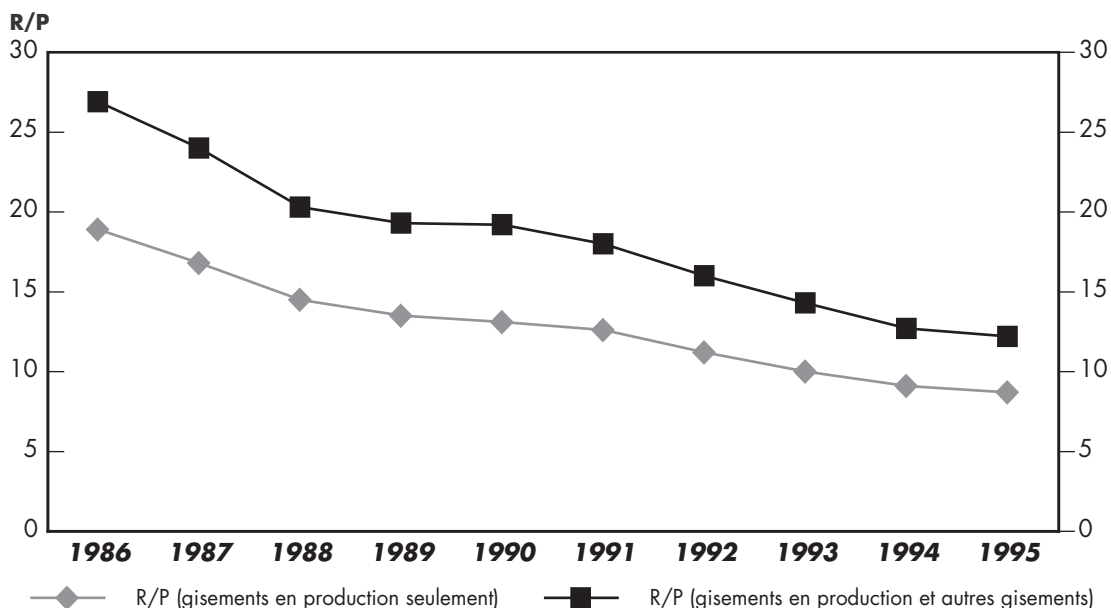
Sources : *Oilweek, juin 1987 et **Oilweek, juillet 1996. Les pourcentages ont été calculés en divisant la production indiquée dans Oilweek par la production canadienne totale estimée par l'Office. La raison sociale complète des compagnies n'est pas indiquée.

2.2 Réserves, ressources et production

Après plusieurs années de stagnation, la demande de gaz naturel a commencé à grimper à partir de 1986, surtout aux États-Unis (É.-U.). Les producteurs canadiens de gaz naturel ont très bien réussi à augmenter les ventes, surtout grâce à leur poursuite énergique des marchés américains. Comme l'illustre la figure 1.2 de l'Introduction, la production canadienne de gaz naturel a doublé, passant de $74,9 \text{ } 10^9 \text{ m}^3$ ($2,6 \text{ } 10^{12} \text{ pi}^3$) en 1986 à $150 \text{ } 10^9 \text{ m}^3$ ($5,3 \text{ } 10^{12} \text{ pi}^3$) en 1995, tandis que les exportations ont presque quadruplé.

Durant la même période, les réserves établies restantes de gaz (y compris les gisements producteurs et non producteurs) ont diminué légèrement (d'environ 7 %), passant de $1940 \text{ } 10^9 \text{ m}^3$ ($68,4 \text{ } 10^{12} \text{ pi}^3$) en 1986 à environ $1800 \text{ } 10^9 \text{ m}^3$ ($63,5 \text{ } 10^{12} \text{ pi}^3$) en 1995. Cette baisse ne constitue pas un signe d'épuisement des ressources. Tout en maintenant les réserves restantes à un niveau relativement stable, les producteurs ont pu doubler la production du bassin durant cette période, à l'aide de programmes continus de forage exploratoire et de développement et en s'appuyant sur la capacité de production excédentaire qui existait à l'époque de la déréglementation. Le ratio des réserves restantes sur la production (RR/P) a donc diminué d'environ la moitié de ce qu'il était en 1986 (figure 2.1).

L'estimation du potentiel ultime des ressources gazières du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) s'est élevée avec le temps en raison d'une meilleure connaissance des gisements, du

FIGURE 2.1**Ratios des réserves restantes sur la production**

nombre croissant de données et des méthodes d'évaluation plus précises. Les prévisions de l'Office pour le BSOC sont passées d'un chiffre variant entre $4381 \text{ } 10^9 \text{ m}^3$ et $5155 \text{ } 10^9 \text{ m}^3$ ($155 \text{ } 10^{12} \text{ pi}^3$ et $182 \text{ } 10^{12} \text{ pi}^3$) en 1986 à environ $7216 \text{ } 10^9 \text{ m}^3$ ($225 \text{ } 10^{12} \text{ pi}^3$) en 1995.⁴

2.3 Activités de recherche et de mise en valeur

De 1986 à 1992, les activités de recherche et de mise en valeur ont maintenu un rythme modéré (figure 2.2). À cause de la capacité de production excédentaire, il n'était pas nécessaire de forer un grand nombre de puits pour développer des réserves ou en établir de nouvelles. Cependant, quand les prix du gaz ont commencé à grimper en 1993 et 1994, les producteurs ont réagi en intensifiant l'activité de forage : le nombre de puits de développement est passé d'environ 525 en 1992 à plus de 3500 en 1994. Ce secteur a donc pu augmenter rapidement sa capacité de production pour répondre à une demande croissante.

Cette réaction rapide montre que ce secteur est attentif aux signaux du marché. En fait, il semble qu'il réagit quelquefois excessivement à la hausse des prix et développe une capacité de production excédentaire ou qui ne peut pas être accommodée à court terme par la capacité pipelinrière existante. Ce comportement caractérise des marchés d'approvisionnement concurrentiels.

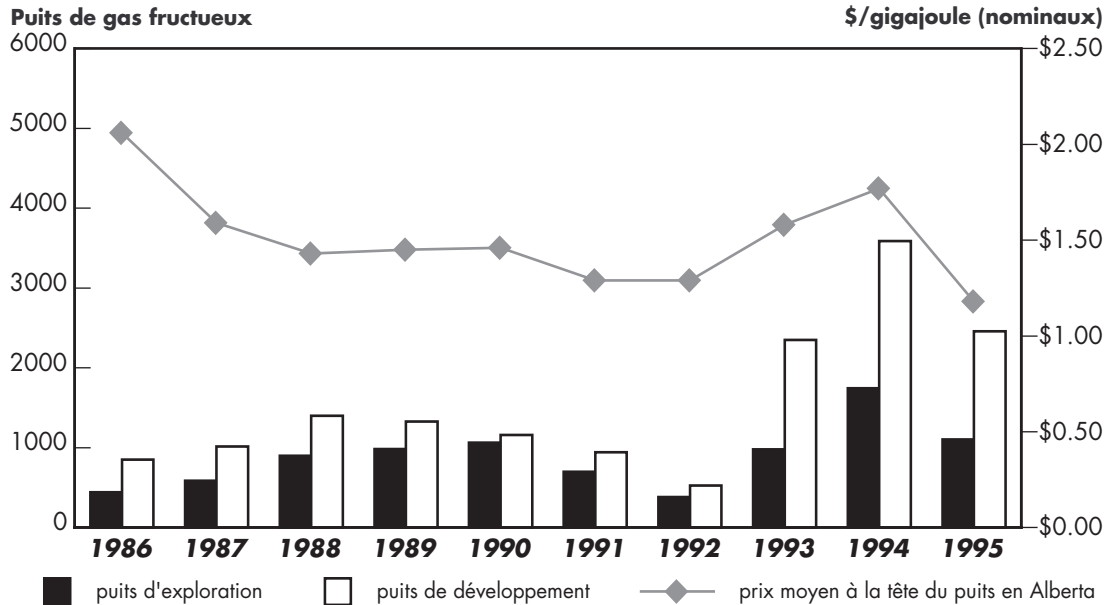
Bien que la figure 2.2 montre l'activité de forage par rapport aux prix à la tête du puits, ce sont d'autres raisons, en sus des changements des prix, qui incitent les producteurs à intensifier l'activité de forage, entre autres la nécessité de maintenir leurs rentrées et leurs actifs, de remplacer les stocks et de respecter leurs contrats.⁵

⁴ *L'énergie au Canada : Offre et demande, 1985-2005*, octobre 1986 et *L'énergie au Canada : Offre et demande, 1993-2010*, décembre 1994.

⁵ Pour plus de détails sur l'activité de forage dans le BSOC, voir l'Évaluation du marché du gaz naturel de l'Office qui traitera de la réaction des producteurs face à l'évolution du marché de 1992 à 1996, qui doit paraître au début de 1997.

FIGURE 2.2

Puits fructueux d'exploration et de développement



2.4 Coûts de découverte et de mise en valeur

Les coûts de remplacement sont une mesure des coûts globaux de découverte et de production du gaz naturel provenant de nouvelles réserves. Les coûts de découverte comprennent les coûts d'acquisition foncière, les dépenses liées aux études géologiques et géophysiques ainsi que les coûts du forage exploratoire. Les coûts de mise en valeur comprennent les coûts du forage de développement et de l'équipement au gisement et d'autres coûts connexes. Les coûts de remplacement ne comprennent pas les redevances et les autres taxes payées par les compagnies productrices.

La forte chute des prix du gaz naturel en 1985-1987 ainsi que le contexte de prix bas, qui persiste depuis, ont forcé les producteurs à rentabiliser tous les aspects de leurs opérations. Comme l'illustrent les figures 2.3 et 2.4, les producteurs canadiens de gaz ont très bien réussi, au cours de la dernière décennie, à réduire les coûts de remplacement du gaz naturel.

En Alberta, qui rend compte d'environ 85 % de la production canadienne, les coûts de remplacement ont chuté de façon constante, passant d'environ 1,06 \$ le gigajoule (GJ) en 1987 à 0,48 \$ le GJ en 1994.⁶ La réduction des coûts de découverte était la raison principale de cette baisse puisque les coûts de mise en valeur sont restés relativement stables.

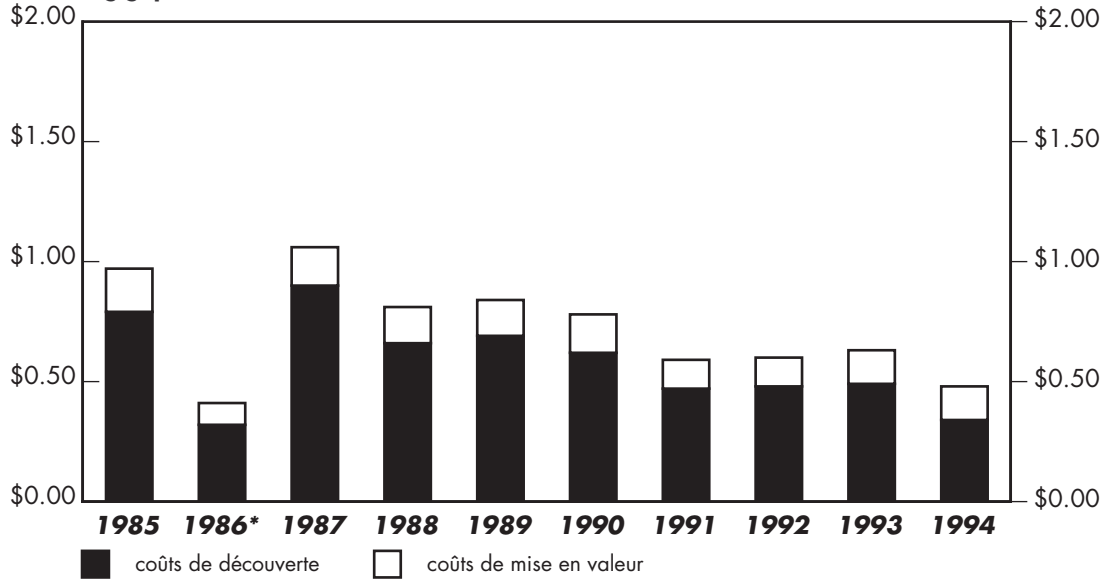
Les coûts de remplacement en C.-B. qui étaient, au cours de la période étudiée, généralement supérieurs à ceux de l'Alberta, ont aussi montré un déclin général quoique irrégulier.

⁶ L'année 1986 a constitué une anomalie en raison de la découverte d'une grosse quantité de gaz à Caroline (Alberta), qui a considérablement abaissé la moyenne calculée pour l'année.

FIGURE 2.3

Coûts de remplacement du gaz naturel en Alberta

\$ 1994/gigajoule



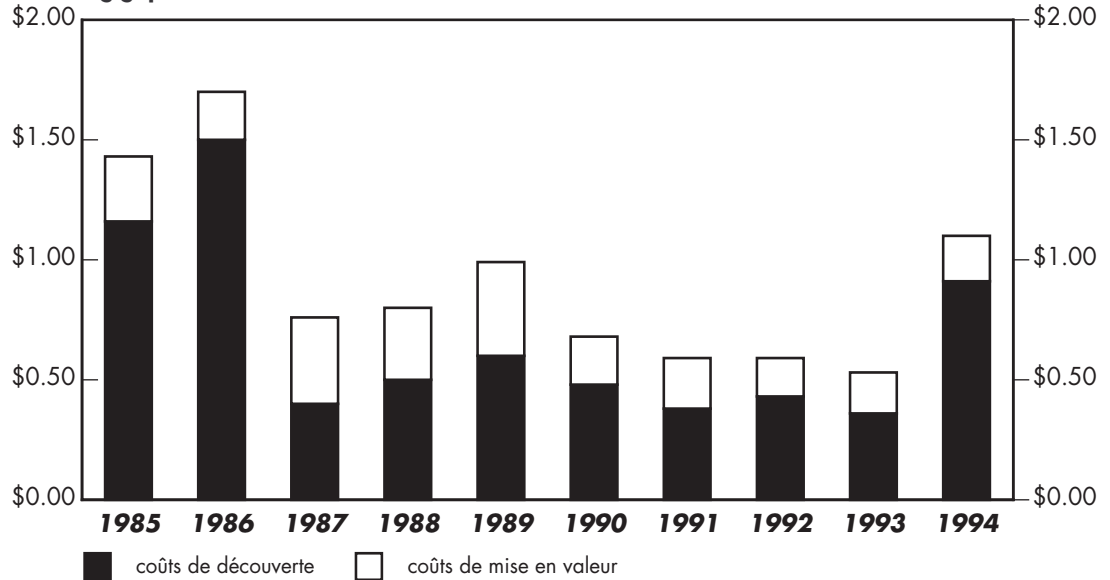
*Les données de 1986 ont été abaissées en raison de la grosse quantité de gaz découverte à Caroline.

Source : Calgary Energy Consultants Ltd.

FIGURE 2.4

Coûts de remplacement du gaz naturel en Colombie-Britannique

\$ 1994/gigajoule



Source : Calgary Energy Consultants Ltd.

La diminution des coûts de remplacement en Alberta et en C.-B. est due à plusieurs facteurs dont :

- les progrès technologiques, comme la prospection sismique en 3-D, et une meilleure connaissance des gisements;
- de meilleures méthodes de forage, notamment les tubes enroulés, de meilleurs trépan, de nouvelles techniques de diagraphie, du forage intercalaire, l'utilisation d'appareils mobiles de traitement du gaz et un forage plus sélectif;
- une meilleure gestion des données, des systèmes de communication améliorés et un usage innovateur de l'équipement existant;
- l'amélioration générale des pratiques commerciales, la réduction des effectifs ainsi que la fusion et la prise de contrôle des compagnies.

2.5 Principales initiatives pour augmenter la fiabilité de l'approvisionnement

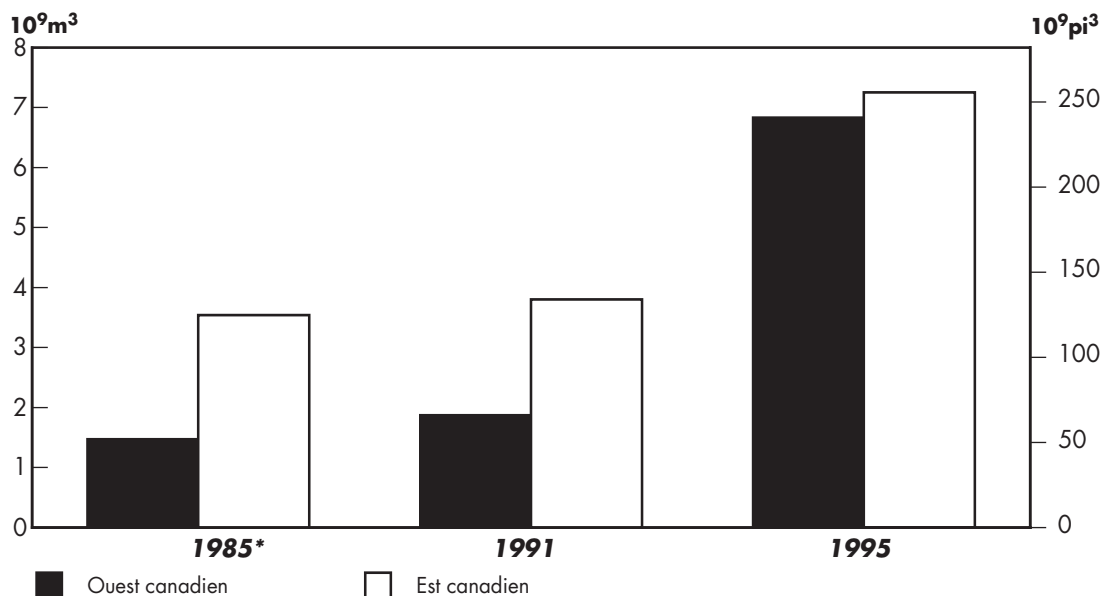
Depuis la déréglementation, les deux principales initiatives en matière de gestion de l'approvisionnement ont été le développement rapide du stockage en amont et la mise en oeuvre de l'équilibrage quotidien du gaz sur le réseau pipelinier de NOVA Gas Transmission Limited (NGTL).

Le profil de l'offre et de la demande de gaz naturel a toujours montré une fluctuation saisonnière. En été, la capacité de production et la capacité pipelinère sont généralement excédentaires à la demande alors que c'est le contraire en hiver. Dans le passé, ceci a favorisé le développement de réservoirs de stockage au Canada et aux É.-U., surtout près des principaux centres de consommation. Les injections de gaz dans les réservoirs se déroulent en été quand la demande est plus basse, tandis que les retraits sont effectués en hiver, qui est la période de pointe de la demande. Ainsi, le stockage en aval aide à optimiser, tout au long de l'année, l'utilisation des gazoducs. Il réduit aussi le besoin de construire de nouveaux pipelines coûteux et améliore la fiabilité de l'approvisionnement pour l'utilisateur ultime.

Pendant les cinq dernières années, il y a eu une augmentation de la capacité de stockage du gaz utilisable dans les zones de production et de consommation. Cette capacité a augmenté le plus rapidement dans l'Ouest canadien, passant de 1870 10⁶m³ (66 10⁹pi³) en 1991 à plus de 6800 10⁶m³ (240 10⁹pi³) en 1995 (figure 2.5).

Le fait, pour les producteurs, de pouvoir utiliser le gaz stocké pour répondre aux fluctuations à court terme de la demande signifie qu'ils n'ont pas à gérer aussi étroitement les niveaux de production des puits. Il en coûte donc moins pour varier les taux de production, et les taux de production les plus judicieux peuvent être maintenus. Cela comporte d'autres avantages pour les producteurs et les consommateurs : l'augmentation de la capacité de stockage atténue les fluctuations des prix qui peuvent se produire dans des conditions d'approvisionnement difficiles et renforce la fiabilité générale d'approvisionnement en cas d'interruption des livraisons ou de défaillance imprévue d'un réseau.

Un deuxième changement majeur dans la gestion de l'approvisionnement en gaz en Alberta est survenu en 1992. Avant cette date, les expéditeurs pouvaient, en un jour donné, extraire plus de gaz du réseau NGTL qu'ils en avaient livré parce qu'ils ne devaient s'assurer qu'une fois par mois que leurs retraits correspondaient aux injections. En 1992, NGTL a profité des progrès dans la technologie de comptage pour instaurer une méthode qui exige que chaque expéditeur équilibre tous les jours ses injections et ses retraits dans le réseau.

FIGURE 2.5**Stockage du gaz utilisable - capacité maximale**

*Les chiffres de stockage de 1985 sont tirés d'une publication de Ressources naturelles Canada, parue en 1994 et intitulée *Natural Gas Storage : A Canadian Perspective*.

L'augmentation de la capacité de stockage et la mise en oeuvre de l'équilibrage quotidien du gaz sur NGTL ont contribué au développement d'un système d'approvisionnement en gaz plus fiable et plus attentif aux besoins du marché.

2.6 Évolution des régimes fiscal et réglementaire

En raison de la déréglementation, un certain nombre de mesures fiscales fédérales ont été éliminées, y compris l'impôt sur les revenus pétroliers, l'impôt sur les revenus pétroliers supplémentaires et le Programme d'encouragement du secteur pétrolier. Ces mesures ont allégé le fardeau fiscal du secteur pétrolier en amont et diminué l'ampleur des programmes gouvernementaux d'encouragement à la recherche de gaz naturel.

En qualité de propriétaires de la plupart des réserves de gaz naturel, les provinces productrices perçoivent des redevances des producteurs de gaz naturel.⁷ Par tradition, les redevances sont basées sur le prix à la tête du puits. Vers la fin des années 1980, le calcul des redevances est devenu très compliqué parce que les prix stipulés dans de nombreux contrats de vente de gaz étaient fixés au point de vente plutôt qu'à la tête du puits, ce qui forçait les producteurs à calculer leurs redevances pour chaque contrat de vente. Afin de simplifier ce processus, le gouvernement de l'Alberta a proposé un mécanisme de prix de référence qui liait les redevances à un prix moyen du marché albertain ou au prix moyen général fixé pour le producteur. Ces mécanismes ont été pleinement mis en vigueur à partir d'octobre 1992.

En général, les trois provinces productrices ont eu tendance à simplifier les régimes de redevances plutôt que d'en changer la structure. De plus, il y a eu une baisse des taux de redevances. Ces

⁷ Certains producteurs possèdent les droits miniers et n'ont pas à payer des redevances. Dans d'autres cas, les producteurs payent des redevances à des parties du secteur privé ou aux Autochtones qui possèdent les droits miniers.

changements ont donné lieu à une réduction des coûts sur le plan administratif et fiscal pour le secteur de production.

Le changement le plus important dans la réglementation fédérale a été l'élimination, par l'Office, de la formule de calcul qu'il utilisait pour évaluer si les demandes d'exportation de gaz concernaient des excédents par rapport aux besoins raisonnablement prévisibles des Canadiens. La dernière formule utilisée par l'Office jusqu'en 1986 comparait, après certains ajustements, la quantité de réserves établies restantes à la somme de la demande canadienne de l'année en cours multipliée par 25 et la quantité maximale de gaz exportable en vertu des licences existantes. Si après les ajustements nécessaires, la quantité des réserves établies était plus élevée, l'excédent était considéré comme la quantité exportable maximale. Tel qu'expliqué dans l'Introduction, la MACM, adoptée en 1987, correspond plus au fonctionnement d'un marché concurrentiel du gaz naturel. Depuis 1987, les exigences relatives au dépôt de renseignements associées à la MACM ont été remaniées et simplifiées.

Au niveau provincial, l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB) a récemment mis en oeuvre de nouveaux processus pour l'approbation de divers types de demandes. L'EUB a éliminé certaines exigences relatives au dépôt de renseignements pour l'octroi des permis d'acheminement du gaz et a précisé sa méthode d'approbation des demandes relatives aux installations de production et de traitement du gaz. En ce qui a trait aux questions environnementales, elle a aussi changé son approche : alors qu'auparavant, une compagnie devait obtenir une approbation préalable, elle doit maintenant se conformer volontairement aux exigences en matière d'environnement.

La présente section porte seulement sur les changements majeurs survenus dans les régimes fiscal et réglementaire durant la dernière décennie. On constate aussi que le gouvernement fédéral et les gouvernements des trois provinces productrices ont réduit l'impôt direct et les coûts de réglementation du secteur de production.

2.7 Situation financière du secteur pétrolier en amont

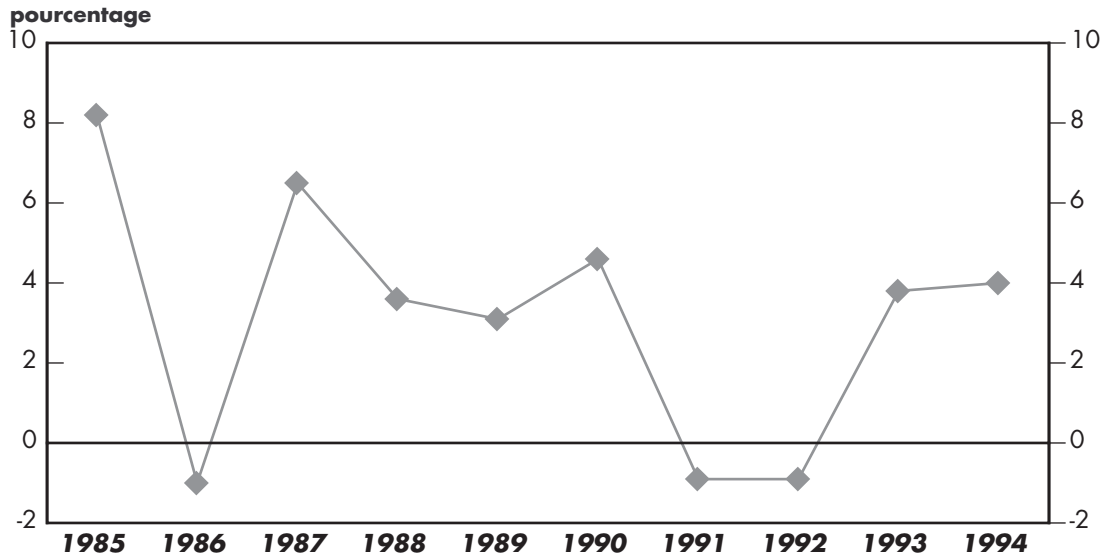
Depuis la mise en oeuvre de la déréglementation, les taux de rendement du capital ont généralement diminué dans le secteur pétrolier en amont (figure 2.6).⁸ Les taux moyens sont passés de 8,2 % en 1985 à 4 % en 1994, avec des rendements négatifs pendant trois de ces dix années. Ceci témoigne de l'environnement extrêmement compétitif dans lequel les producteurs fonctionnent ainsi que de la forte chute en 1986 des prix du pétrole et les prix bas du gaz naturel pendant la dernière décennie.

Malgré des rendements bas, le secteur pétrolier en amont a pu maintenir ses rentrées et attirer des capitaux propres (figure 2.7). Les émissions d'actions ont augmenté durant les dix dernières années parce que le financement par emprunt s'est transformé en financement par capitaux propres, ce qui montre que les investisseurs ont confiance dans la capacité des producteurs du gaz et du pétrole à générer des rendements adéquats à long terme. Les rentrées, qui s'étaient effondrées entre 1986 et 1991, se sont rétablies au cours des dernières années. Les producteurs ont pu pallier à l'impact des prix bas en réduisant les coûts et en augmentant les volumes des ventes.

⁸ Les données représentent les résultats de toutes les opérations réalisées par les producteurs de pétrole et de gaz naturel. Il est impossible de séparer les résultats généraux de rentabilité des activités de production du gaz et du pétrole. Les données n'étaient pas disponibles d'une manière uniforme pour 1995.

FIGURE 2.6

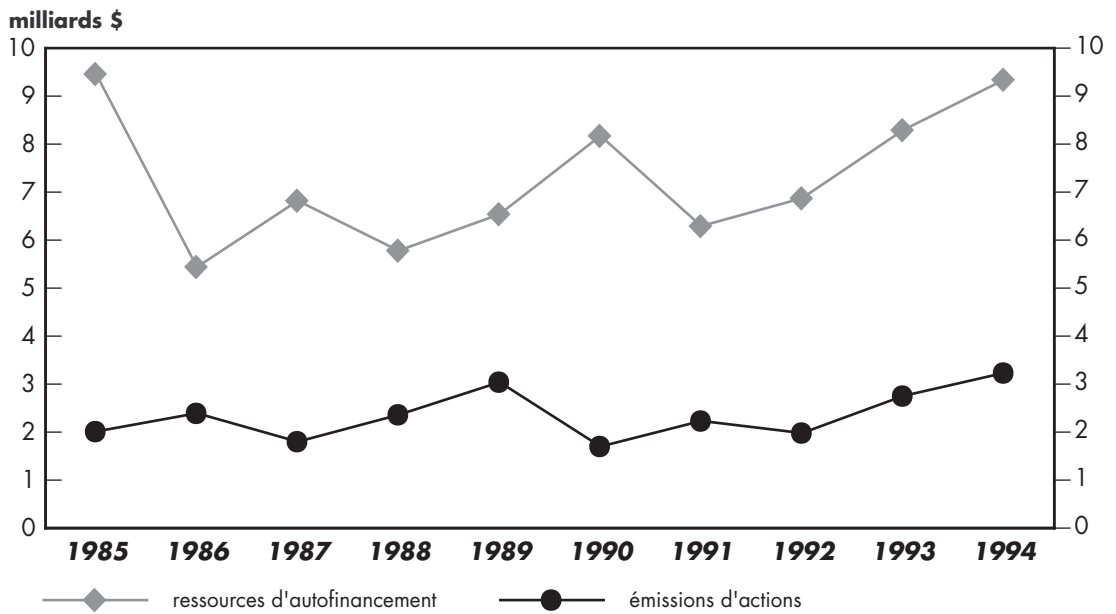
Taux moyen de rendement du capital utilisé



Source : Agence de surveillance du secteur pétrolier

FIGURE 2.7

Ressources d'autofinancement et émissions d'actions



Source : Agence de surveillance du secteur pétrolier

2.8 Récapitulation et questions d'actualité

Le secteur de production du gaz naturel canadien a dû faire face à une baisse des prix pendant les dix dernières années. Il a réagi en :

- augmentant rapidement les volumes des ventes pour maintenir ses rentrées;
- réduisant énergiquement ses coûts;
- améliorant la gestion de ses stocks de gaz et la fiabilité de l'approvisionnement.

Depuis la déréglementation, la production a doublé. En même temps, le potentiel ultime prévu pour le BSOC a augmenté et est maintenant jugé être d'environ 50 % supérieur à ce qu'il était dix ans plus tôt. Le secteur est très attentif aux signaux du marché, comme en témoigne son activité de forage en réponse à la hausse des prix. La situation financière du secteur est solide et, avec la réduction impressionnante des coûts, il est bien placé pour répondre aux demandes du marché dans les prochaines années.

Une question à laquelle le secteur de production doit faire face est sa tendance évidente à sur-développer l'approvisionnement en réponse à la hausse des prix à court terme. Ce comportement caractérise nombre de marchés de produits et plus généralement les marchés d'approvisionnement hautement concurrentiels.

LE SECTEUR DE PRODUCTION DU GAZ DES É.-U.

Depuis 1986, la production de gaz aux É.-U. est passée d'environ $15 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ à $17,6 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ en 1995 (figure 2.8). Les additions aux réserves ont dépassé la production durant quatre des dix dernières années. Le ratio RR/P a diminué et est maintenant à peine supérieur à huit. Ce qui est encore plus important est que les additions aux réserves, tout en étant relativement constantes au cours des quatre dernières années, ont été réalisées avec un moins grand nombre de plateformes de forage (passant de 532 en 1990 à 385 en 1995) et moins de complétions de puits (passant de plus de 16 000 en 1985 à 7300 en 1995). Ceci montre que l'industrie américaine de recherche et de production du gaz naturel est plus efficace.

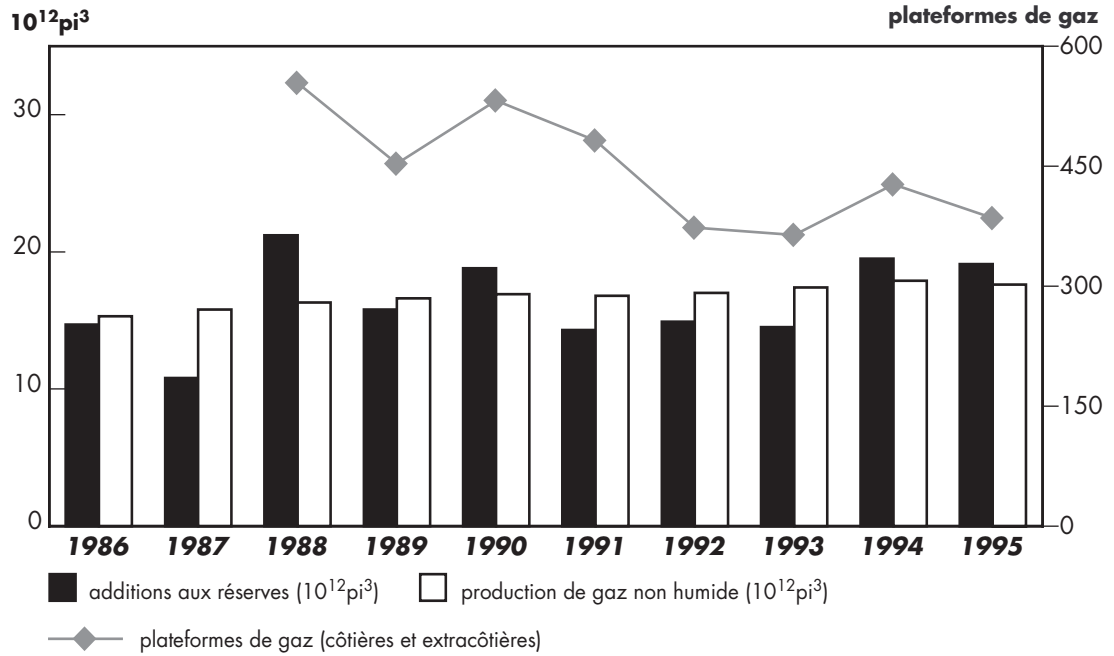
Il est difficile, en raison de l'absence de données, de déterminer la tendance des coûts de découverte et de remplacement aux É.-U. Cependant, vu la diminution du nombre de puits forés, il serait raisonnable de déduire que ces coûts ont baissé. PIRA (Petroleum Industry Research Associates) estime que les coûts de remplacement ont diminué de 15 % au cours des cinq dernières années.

La structure du secteur de production des É.-U. a également changé parce qu'il y a bien plus de compagnies indépendantes sur la scène. Ceci est dû en partie aux progrès de la technologie de production du gaz du golfe du Mexique, où des coûts autrefois plus élevés limitaient la participation des compagnies plus petites.

En résumé, les changements dans le secteur américain de recherche et de production du gaz naturel sont, de façon générale, parallèles à ceux du secteur canadien. Les taux de stockage et les coûts de remplacement ont baissé, ce qui montre que le secteur est plus efficace. Les producteurs américains ont dû eux aussi réduire énergiquement leurs coûts pour faire face à un contexte concurrentiel de prix bas.

FIGURE 2.8

Additions aux réserves, production et plateformes de gaz actives aux États-Unis



Sources : Rapport de 1995 de la U.S. Energy Information Agency sur les réserves annuelles; comptage des plateformes par Baker Hughes, 1995

TRANSPORT DU GAZ

Le réseau de gazoducs canadiens constitue un lien vital entre les régions productrices de gaz du BSOC d'une part, et les régions consommatrices de l'Est canadien et les marchés d'exportation de la Californie et du Nord-Ouest en bordure du Pacifique ainsi que ceux du Midwest et du Nord-Est américains, d'autre part.⁹ Les producteurs de l'Ouest canadien comptent sur des réseaux de transport fiables pour avoir accès aux marchés. En même temps, comme le coût du transport est un facteur déterminant du coût du gaz livré, tant les producteurs que les acheteurs de gaz ont tout intérêt à le minimiser.

Le secteur des gazoducs canadiens a connu une importante période de transition au cours des dix dernières années. Au début des années 1980, la demande de gaz était stagnante, la capacité pipelinère était en grande partie sous-utilisée, et quelques gazoducs étaient exploités bien en-deçà de leur capacité nominale.

Depuis la déréglementation, l'utilisation du réseau pipelinier canadien a augmenté radicalement. La capacité excédentaire a été absorbée vers la fin des années 1980 et, par la suite, plusieurs grands projets d'agrandissement des réseaux ont été réalisés. Même si le rythme de ces projets a ralenti au cours des dernières années, le réseau pipelinier canadien fonctionne encore à des taux d'utilisation élevés. Récemment, on a présenté plusieurs propositions visant à accroître la capacité pipelinère pour acheminer le gaz du BSOC, notamment vers les marchés américains.

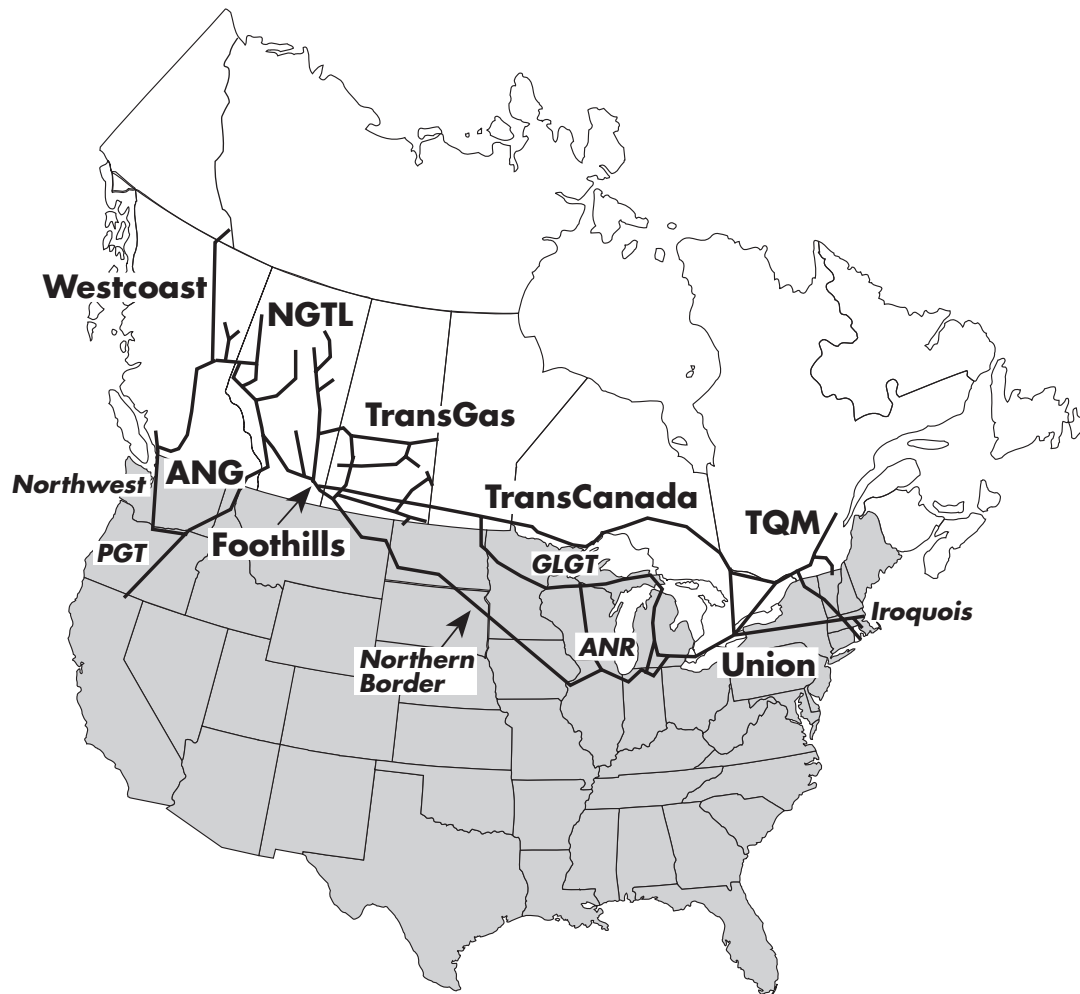
Dans le présent chapitre, nous examinons brièvement les points suivants : croissance du réseau de gazoducs au cours des dix dernières années; évolution des droits exigibles pour le transport; développement de nouveaux services pipeliniers et évolution du marché secondaire pour la capacité; et modifications du régime de réglementation.

3.1 Croissance du réseau pipelinier canadien

Les grands réseaux de gazoducs au Canada comprennent NGTL, TransCanada, Westcoast, Alberta Natural Gas Pipeline (ANG)/Foothills, Foothills (Saskatchewan), et Trans Québec & Maritimes (TQM) (voir la figure 3.1).¹⁰ La carte montre également les principaux gazoducs américains auxquels le réseau canadien est relié.

⁹ En général, les installations de transport de gaz comprennent les canalisations sous pression élevée qui transportent des gros volumes de gaz naturel sur de longues distances. Dans le présent rapport, nous n'examinons pas les installations locales de collecte, qui acheminent en général le gaz provenant des gisements exploités jusqu'aux usines de traitement avant livraison aux gazoducs. Nous n'examinons pas non plus les développements survenus dans le secteur du traitement du gaz.

¹⁰ Outre les réseaux susmentionnés, quelques distributeurs exploitent des canalisations à haute pression à l'intérieur des limites provinciales, notamment Union Gas Ltd en Ontario, et Northern Utilities Ltd. et Canadian Western Natural Gas en Alberta.

FIGURE 3.1**Réseau canadien de gazoducs**

NGTL est un réseau combiné de collecte et de transport de gaz qui recueille le gaz en aval des usines de traitement et le transporte vers les marchés de l'Alberta et, via les interconnexions avec ANG, Foothills et TransCanada, vers les marchés des autres provinces. Environ 80 % de tout le gaz produit au Canada est transporté par NGTL. Le débit du réseau a plus que doublé depuis 1986; il a atteint $121 \cdot 10^9 \text{m}^3$ ($4,3 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$) en 1995. En raison de l'accroissement des livraisons, NGTL a investi environ 2,6 milliards \$ au cours de la dernière décennie.

TransGas, tout comme NGTL, est un réseau combiné qui recueille le gaz en aval des usines de traitement et le transporte jusqu'aux marchés de la Saskatchewan et, via les interconnexions avec TransCanada et Foothills (Saskatchewan), vers les marchés des autres provinces. En 1995, TransGas était en mesure de transporter $47,9 \cdot 10^6 \text{m}^3$ de gaz ($1 \cdot 700 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) par jour.

Le réseau de Westcoast comprend un vaste réseau de collecte de gaz situé dans le nord-est de la C.-B.; il s'étend dans certaines zones du nord-ouest de l'Alberta, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. Il comprend aussi des usines de traitement du gaz et une canalisation principale qui achemine le gaz jusqu'aux marchés de la C.-B. Grâce à une interconnexion avec Northwest Pipeline aux É.-U., Westcoast achemine le gaz naturel jusqu'aux marchés de l'exportation, notamment ceux de la région du Nord-Ouest en bordure du Pacifique.

En 1986, la canalisation principale de Westcoast a été utilisée seulement à environ 55 % de sa capacité. Après la déréglementation, les livraisons de gaz ont augmenté jusqu'à ce que le réseau soit utilisé à pleine capacité à la fin des années 1980. Par la suite, Westcoast a investi environ 650 millions \$ pour accroître la capacité de sa canalisation principale, qui est passée de 42 10⁶m³ (1 482 10⁶pi³) en 1986 à 53,7 10⁶m³ (1 895 10⁶pi³) par jour en 1995. Elle a aussi beaucoup investi dans les installations de collecte et de traitement en amont.

Le réseau **ANG/Foothills** est un réseau de canalisations de 171 kilomètres qui relie le réseau de NGTL au réseau de Pacific Gas Transmission (PGT), un important pipeline d'exportation qui dessert les marchés du nord de la Californie et, grâce à une interconnexion avec Tuscarora Gas Transmission, les marchés du nord-ouest du Nevada.¹¹ En 1993, le réseau a connu un fort agrandissement : sa capacité quotidienne de transport est passée de 43 10⁶m³ (1 520 10⁶pi³) à 69,5 10⁶m³ (2 455 10⁶pi³), et il est devenu le premier point d'exportation en importance pour le gaz naturel canadien.

Foothills Pipe Lines possède un gazoduc de 637 kilomètres qui est relié à NGTL à Caroline (Alberta) et au réseau de Northern Border à Monchy (Saskatchewan). Foothills (Saskatchewan) transporte le gaz jusqu'aux marchés du Midwest américain. En 1986, ce réseau était utilisé à environ seulement 30 % de sa capacité, mais le taux d'utilisation a augmenté rapidement à la fin des années 1980 et, en 1992, la capacité quotidienne de transport est passée de 30,4 10⁶m³ (1 075 10⁶pi³) à 41,9 10⁶m³ (1 480 10⁶pi³).

En 1958, lorsque le réseau **TransCanada** a été construit, il s'agissait surtout de transporter le gaz naturel du BSOC vers les marchés de l'Est canadien. Ce réseau demeure encore le seul transporteur de gaz pancanadien. Aujourd'hui, TransCanada reçoit du gaz via ses interconnexions avec NGTL en Alberta et TransGas en Saskatchewan, et elle le livre aux marchés de la Saskatchewan, du Manitoba, de l'Ontario et du Québec, ainsi que dans le Midwest et le Nord-Est américains.

Depuis 1989, TransCanada a investi environ 5,5 milliards \$ pour accroître sa capacité de transport, notamment pour répondre à la croissance des marchés d'exportation. La capacité du tronçon ouest du réseau est passée de 115 10⁶m³ (4 060 10⁶pi³) par jour en 1986 à 181 10⁶m³ (6 390 10⁶pi³) par jour en 1995. La compagnie a également investi des sommes considérables pour le raccordement avec les gazoducs américains, entre autres afin de construire le gazoduc Iroquois pour la desserte du Nord-Est américain. Les livraisons faites par le réseau de TransCanada ont augmenté de quelque 80 % depuis 1986, soit une hausse de 23 % des livraisons intérieures et de près de 600 % des livraisons à l'exportation. En 1995, les livraisons aux marchés d'exportation ont presque égalé les livraisons aux marchés canadiens.

Le gazoduc **TQM** est relié au réseau TransCanada à Saint-Lazare, près de Montréal (Québec), et s'étend vers l'est pour desservir les marchés jusqu'à Québec, où il franchit le fleuve Saint-Laurent jusqu'à la rive Sud. En 1995, sa capacité quotidienne de transport était d'environ 14,6 10⁶m³ (515 10⁶pi³), comparativement à 10,7 10⁶m³ (379 10⁶pi³) en 1986.

En résumé, le réseau pipelinier canadien a connu une expansion rapide au cours de la dernière décennie, notamment entre 1989 et 1993, surtout pour répondre à la hausse considérable des ventes à l'exportation. En 1995, la capacité totale d'exportation des gazoducs canadiens s'établissait à environ 246 10⁶m³ (8,7 10⁹pi³) par jour.

¹¹ En C.-B., les réseaux ANG et Foothills sont exploités comme un seul réseau par ANG. Cependant, il s'agit en réalité de deux compagnies distinctes.

Propositions d'agrandissement des gazoducs

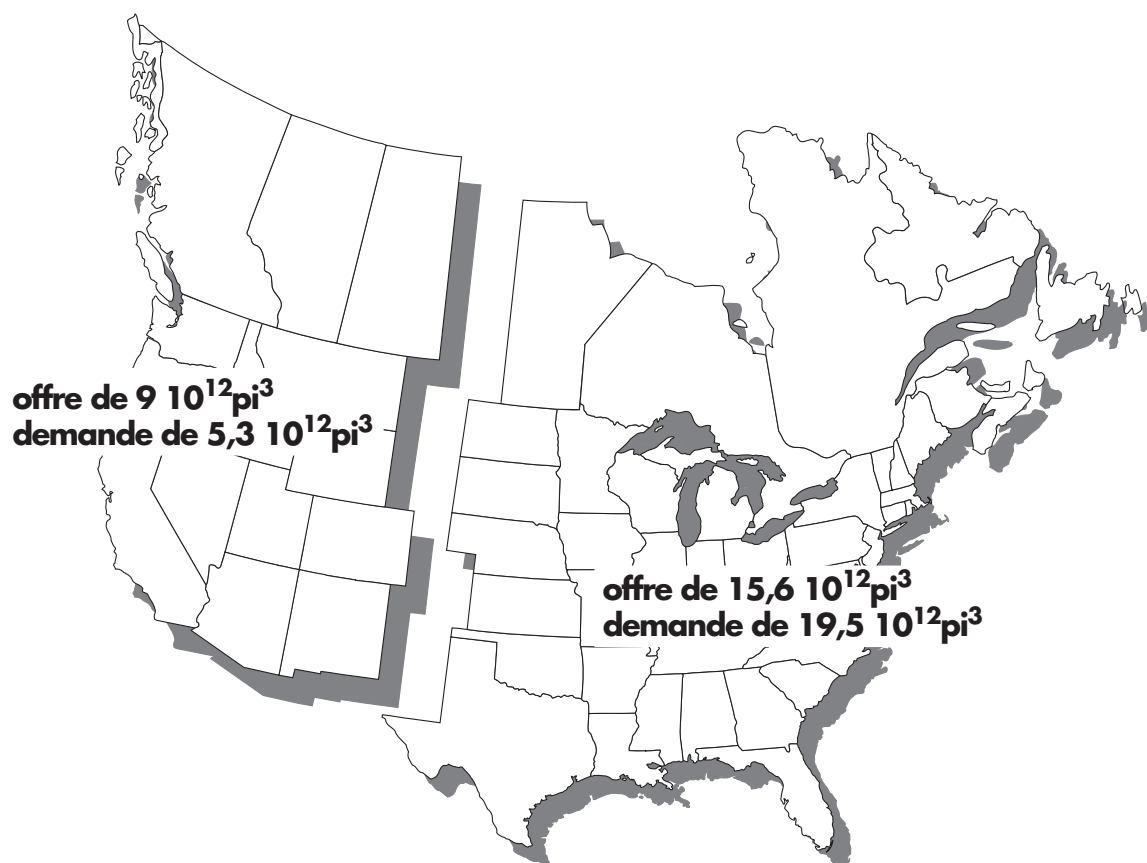
Ces dernières années, on a observé une démarcation est/ouest du marché canado-américain du gaz.¹² Ce phénomène est largement attribuable au fait que la capacité de production de gaz dans l'Ouest est supérieure à la demande, tandis qu'on constate le contraire dans l'Est (figure 3.2). De toute évidence, il y a une sortie nette considérable de gaz de l'Ouest vers l'Est. Cependant, l'écart entre les prix sur les marchés de l'Ouest et de l'Est s'est élargi, ce qui amène de nombreux observateurs à soutenir qu'il faut accroître la capacité des gazoducs pour transporter le gaz provenant des bassins producteurs de l'Ouest vers les centres de consommation de l'Est.

Les prix plus bas dans l'Ouest, jumelés à l'élargissement de la démarcation est/ouest, ont donné lieu à plusieurs projets pipeliniers visant à transporter le gaz excédentaire hors de la région de l'Ouest, tant au Canada qu'aux É.-U. La destination la plus populaire visée semble être le Midwest avec plus de $99 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($3,5 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) par jour de nouvelle capacité pipelinère proposée. Des projets sont également mis de l'avant pour accroître l'accès de l'Ouest canadien à l'Est canadien et au Nord-Est américain.

Outre les plans visant le transport du gaz de l'Ouest vers l'Est, un groupe de producteurs souhaite exploiter le gisement de l'île de Sable, au large des côtes de la Nouvelle-Écosse. La réalisation de ce projet exigerait la construction d'un nouveau réseau de transport.

FIGURE 3.2

Équilibre de l'offre et de la demande de gaz au Canada et aux É.-U. (1995)



¹² Voir la section 4.3 pour une analyse plus approfondie de la démarcation est/ouest des prix.

3.2 Les droits pipeliniers et leurs facteurs déterminants

Les droits pipeliniers ont une incidence appréciable sur le prix final du gaz payé par les consommateurs ainsi que sur les rentrées des producteurs. Dans cette section, nous examinons brièvement l'évolution des droits perçus sur les principaux réseaux de transport du Canada et les grands réseaux américains de raccordement au cours des dix dernières années.

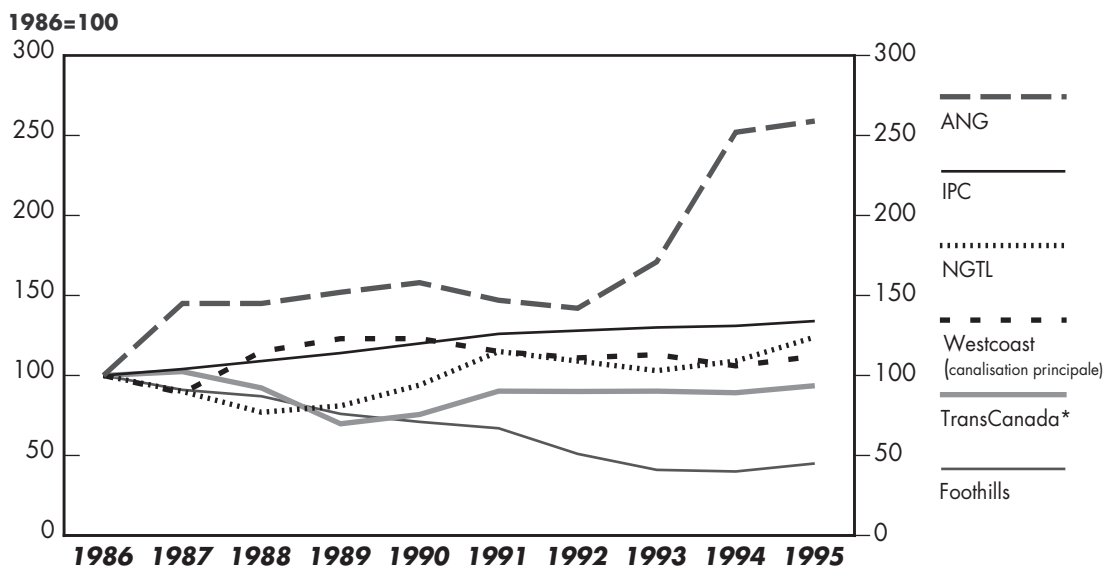
Les droits perçus sur les principaux réseaux interprovinciaux au Canada sont réglementés par l'Office tandis que les droits pratiqués par NGTL sont réglementés par l'EUB. Au cours de la majeure partie de la dernière décennie, les droits ont été approuvés en fonction du coût du service. Aux termes de cette méthode, une compagnie pipelinère peut recouvrer la totalité des frais d'immobilisations et d'exploitation qu'elle a engagés prudemment, à laquelle s'ajoute un taux de rendement raisonnable du capital.

Aux termes de la réglementation basée sur le coût du service, les droits sont généralement insensibles à l'évolution de la conjoncture sur le marché du gaz naturel. Ils sont avant tout déterminés par des facteurs tels que l'âge du pipeline et le coût des principales immobilisations. En l'absence de dépenses d'immobilisations, les droits diminuent car les installations se déprécient avec le temps. Si un grand programme d'immobilisations est mis en place après une longue période pendant laquelle il y a eu peu d'investissements en capital, voire aucun investissement de cette nature, les droits subiront probablement une forte majoration. La courbe particulière des droits perçus sur chaque pipeline dépendra également des caractéristiques techniques de chaque réseau et du coût marginal d'agrandissement à un moment donné.

Les indices des droits perçus sur les principaux gazoducs du Canada entre 1986 et 1995 sont indiqués à la figure 3.3.¹³ Comme on peut le constater, exception faite d'ANG, les droits ont augmenté plus lentement que l'indice des prix à la consommation (IPC) au cours de la période étudiée. La hausse des droits d'ANG s'explique surtout par l'agrandissement majeur du réseau survenu en 1993.

FIGURE 3.3

Indices des droits pipeliniers canadiens par rapport à l'IPC



*Les droits de 1986 sur TransCanada ont été abaissés pour en exclure les frais de combustible.

¹³ Les indices montrent l'évolution des droits au fil des ans par rapport à la valeur de départ. On les utilise à titre indicatif au lieu des chiffres réels en raison des différences considérables entre les droits perçus sur les différents réseaux.

Lorsqu'on examine la figure 3.3, en tenant compte des accroissements considérables de la capacité analysés dans la section précédente, le point le plus frappant est peut-être le fait que les droits perçus sur quatre grands réseaux pipeliniers ont baissé ou ont affiché une hausse légère malgré les investissements en capital très considérables qui ont été faits pendant cette période. Cela reflète dans une certaine mesure la capacité des compagnies pipelinères de profiter des économies d'échelle.

Droits pipeliniers aux États-Unis

Pour illustrer nos propos, nous examinons dans cette section la fluctuation des droits perçus sur certains gazoducs américains, y compris Northwest Pipeline, PGT, Northern Border, Natural Gas Pipeline et Great Lakes Gas Transmission (GLGT).

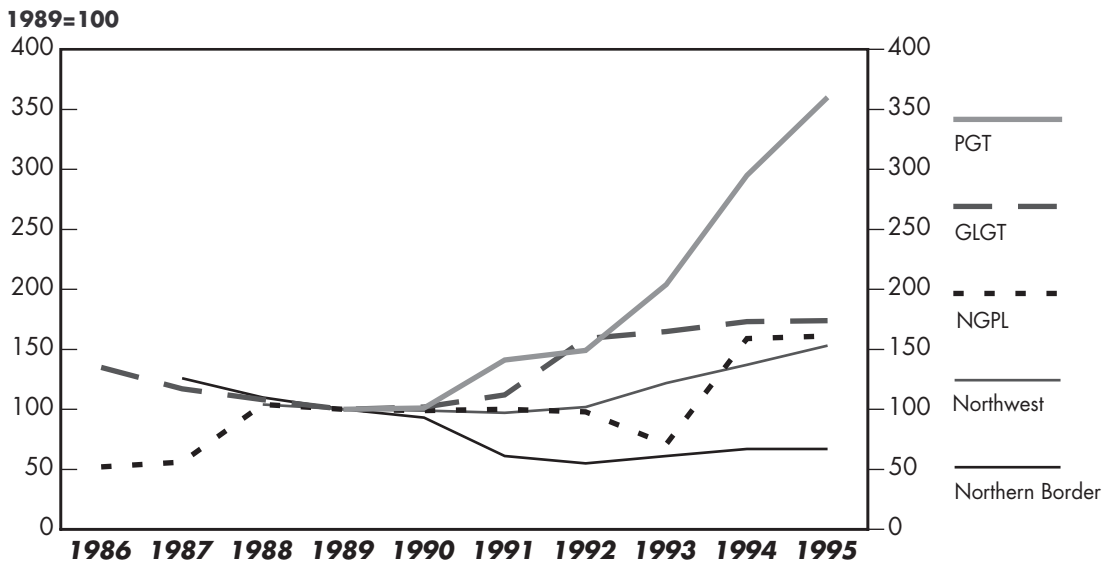
À la figure 3.4, nous comparons les indices des droits publiés, exprimés en dollars, perçus par ces compagnies de 1986 à 1995. Pour Natural Gas Pipeline et GLGT, nous disposons de données sur les droits à partir de 1986, pour Northern Border à partir de 1987, et pour PGT et Northwest, à partir de 1989. Nous devons donc retenir 1989 comme année de base.

Entre 1986 et 1995, les droits perçus par Natural Gas Pipeline ont connu une hausse de 210 %, comparativement à 29 % dans le cas de GLGT, 53 % pour Northwest et 260 % pour PGT.¹⁴ À l'opposé, les droits perçus par Northern Border ont baissé de près de 50 % depuis 1987. Exception faite de ce gazoduc, les droits de transport du gaz canadien sur tous les pipelines de raccordement américains examinés ont affiché une hausse très importante au cours de la période étudiée.

La majoration des droits perçus sur ces gazoducs américains depuis 1991 s'explique en partie par la chute considérable de la valeur du dollar canadien pendant cette période (car les indices sont exprimés en dollars canadiens). Néanmoins, l'effet net a été l'accroissement substantiel du coût du transport du gaz canadien à destination des marchés de la Californie et du Nord-est américain au

FIGURE 3.4

Indices des droits pipeliniers américains



¹⁴ Le droit perçu sur le réseau PGT a été majoré suite à la restructuration des coûts liés à la mise en oeuvre du décret 636. Ces frais supplémentaires ont été abrogés en août 1996.

cours de la période étudiée. Le coût du transport vers les marchés du Midwest est demeuré relativement constant tandis que celui du transport à destination des marchés de la région du Nord-Ouest en bordure du Pacifique a affiché une hausse légère.

3.3 Services de transport pipelinier et marché secondaire pour la capacité

Avant 1985, les compagnies pipelinières avaient des fonctions de transport et de vente : elles prenaient possession de tout le gaz qui était transporté par leurs réseaux et le revendaient à l'extrémité de ceux-ci. Les acheteurs, surtout des distributeurs locaux, achetaient le gaz et le service de transport comme un seul produit groupé et ils vendaient le gaz aux utilisateurs ultimes comme un produit groupé, le prix de vente incluant aussi leurs frais de distribution.

Sous ce régime, les utilisateurs ultimes ne pouvaient pas acheter le gaz auprès du fournisseur de leur choix ni les options de transport qui répondaient le mieux à leurs besoins particuliers. Aujourd'hui, les compagnies pipelinières offrent une gamme complète d'options et de services de transport, dont le service garanti, le service garanti à court terme, le service de pointe, le stockage et le service de transport interruptible.

Les droits applicables au service de transport garanti par les gazoducs canadiens comprennent habituellement une composante-demande et une composante-produit. La composante-demande est constituée essentiellement des frais de réservation de la capacité qui permettent de recouvrer les coûts fixes pour fournir la capacité. Les coûts variables sont recouverts à même la composante-produit. Comme le coût de la prestation des services de transport du gaz tient principalement aux coûts fixes associés à la capacité, la plupart des frais sont recouverts dans la composante-demande.

Pour fournir un nouveau service garanti, une compagnie doit normalement construire de nouvelles installations. Aux termes d'un contrat classique, un expéditeur qui retient un nouveau service garanti doit s'engager à utiliser la capacité réservée sur une longue période, habituellement dix ans ou plus. Un tel contrat donne à la compagnie une certaine garantie qu'elle pourra recouvrer ses coûts d'investissement. En raison de la structure des droits et de la nécessité de passer un contrat de transport à long terme, l'expéditeur assume un risque élevé en passant un contrat pour un nouveau service garanti.¹⁵

Au cours des dix dernières années, les compagnies ont mis en place des options de service qui accroissent la souplesse du transport du gaz. Par exemple, en vertu des modalités du transport garanti sur le réseau TransCanada, les expéditeurs sont autorisés à acheminer du gaz vers des points autres que ceux qui sont indiqués dans leur contrat. Sous le régime de livraison à contre-courant, TransCanada autorise les expéditeurs à prélever du gaz dans le réseau à un point en amont et à rembourser le gaz emprunté avec du gaz en aval. Cette option est souhaitable si un expéditeur a besoin de livrer du gaz en amont du point auquel son gaz est livré au réseau. Ces services contribuent à assurer que la capacité d'un pipeline sera utilisée, et ils réduisent le risque pour les expéditeurs d'avoir à payer des frais liés à la demande pour la capacité inutilisée.

Le recours au stockage à proximité des grands centres de consommation du gaz a pris de plus en plus d'importance pour le réseau. Cette option maximise l'utilisation des gazoducs en atténuant les pointes et les creux dans cette utilisation, ce qui réduit la nécessité d'aménager de nouvelles installations de transport coûteuses.

¹⁵ Au Canada, à l'expiration d'un contrat de service garanti, les expéditeurs ont normalement toujours le droit de renouveler le contrat pour une période d'un an (droit de renouvellement perpétuel). Comme le pourcentage de la capacité de transport d'une canalisation que détiennent les expéditeurs qui renouvellent leur contrat augmente, le risque pour la compagnie pipelinière croît parce que les engagements contractuels à utiliser le réseau à long terme diminuent.

Un certain nombre de carrefours ont été créés récemment sur l'ensemble du continent, habituellement dans des zones où il existe une capacité considérable de stockage. En général, ces carrefours donnent accès à de multiples réseaux, d'où un accès accru aux bassins d'approvisionnement et aux marchés d'utilisation ultime. Les compagnies pipelières offrent d'autres services à ces carrefours (p. ex. stationnement et service de pointe) qui accroissent la capacité des expéditeurs de gérer leurs portefeuilles de transport.¹⁶ En outre, les carrefours offrent des centres pour la découverte de prix fiables, ce qui permet aux participants du marché d'évaluer continuellement la valeur relative du gaz sur différents marchés.

Le marché secondaire pour les services de transport

En 1988 et 1989, l'Office a approuvé des modifications aux procédures de TransCanada pour permettre aux expéditeurs de céder leurs droits de transport garanti à des tiers. Le marché sur lequel ces transferts s'effectuent est connu sous le nom de marché secondaire pour les droits de service de transport.

La capacité du réseau TransCanada, pour laquelle le marché secondaire le plus dynamique existe, peut faire l'objet de transactions pour toute période convenue entre les parties concernées. Même s'il est difficile de réunir des données fiables sur la taille et la liquidité de ce marché secondaire, il existe des preuves à l'appui du très grand dynamisme de ce marché. Par exemple, à l'automne de 1995, il y avait plus de 400 ententes de service garanti en suspens dont plus du tiers étaient des cessions provisoires selon les données de TransCanada. D'après des rapports officiels, la capacité cédée peut généralement excéder $11,3 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($400 \times 10^6 \text{ pi}^3$) par jour au cours d'un mois d'hiver normal, ce qui exclut les ententes verbales informelles. Il est encore plus difficile d'obtenir des chiffres définitifs pour ce marché plus officiel, mais on estime que de 50 à 100 transactions sont conclues de vive voix chaque jour.

Il semble aussi que le marché secondaire soit très concurrentiel. En 1995, plus de 60 expéditeurs du service garanti avaient passé des contrats avec TransCanada, et chacun d'eux pouvait négocier sa capacité sur le marché secondaire. Le principal détenteur de capacité était TransCanada Gas Services avec 18,9 % de la capacité disponible, suivie de Consumers' (16,1 %) et de Union (11,2 %). Aucun autre expéditeur ne détenait plus de 10 % de la capacité. Il semble donc peu probable qu'un expéditeur exerce abusivement son pouvoir de marché sur le marché secondaire de la capacité de TransCanada.¹⁷

Le marché secondaire sur les autres gazoducs canadiens est moins développé. Les tarifs pratiqués par Westcoast et Foothills (Saskatchewan) permettent de faire le commerce de la capacité, mais seulement avec l'approbation de la compagnie. Le marché secondaire sur le réseau d'ANG est à l'état embryonnaire surtout parce que, jusqu'à récemment, il y avait très peu d'expéditeurs sur ce réseau. La cession la plus récente s'est produite quand les expéditeurs qui appuyaient le projet d'agrandissement du réseau mis de l'avant en 1995 ont pu trouver de la capacité libérée et éviter un autre agrandissement du réseau.

¹⁶ Le stationnement est un prêt de gaz de courte durée au carrefour tandis que le service de pointe est un prêt de courte durée consenti par le carrefour.

¹⁷ Pour évaluer le degré de pouvoir sur un marché, on peut, entre autres, calculer un indice de concentration, comme l'indice Hirschman-Herfindahl (IHH). Pour calculer cet indice, on additionne les carrés des parts de marché détenues par tous les participants de ce marché. Si l'indice obtenu se rapproche de zéro, le marché est hautement compétitif tandis qu'un indice de un reflète un monopole. Pour 1995, l'IHH estimé pour le marché secondaire de la capacité de transport sur le réseau TransCanada, calculé en fonction du nombre d'expéditeurs du service garanti et du pourcentage de capacité qu'ils détiennent, était de 0,10, ce qui reflète une structure de marché compétitif.

En 1995, l'Office a décidé qu'il était inutile d'exiger l'affichage obligatoire des ventes et des achats de capacité sur des babillards électroniques, comme c'est le cas aux É.-U. Il a aussi avalisé la suppression d'un plafond de prix qui avait fait en sorte que le prix de la capacité de transport vendue sur le marché secondaire ne pouvait dépasser les droits applicables au service garanti. Ainsi, le prix de la capacité sur le marché secondaire fluctue librement en fonction de sa valeur marchande à un moment donné.

En dernier lieu, des compagnies de gazoducs ont formé une compagnie connue sous le nom de NrG Highway, dont le but est de fournir un seul guichet pour les réseaux de canalisations multiples. Entre autres choses, NrG Highway a établi un babillard électronique qui permet aux expéditeurs d'annoncer qu'ils ont de la capacité à vendre, ou de chercher un autre utilisateur qui a fait part de son intérêt à acheter de la capacité sur des réseaux pipeliniers. Les négociations se font entre les parties, mais le babillard électronique aide à mettre les acheteurs et les vendeurs en contact.

En résumé, la croissance du marché secondaire :

- a fourni un moyen de transférer la capacité aux utilisateurs pour lesquels elle a le plus de valeur;
- a contribué à garantir que le réseau est utilisé efficacement et qu'il est exploité à des niveaux élevés d'utilisation;
- a amélioré la capacité de l'industrie de livrer le gaz par le moyen le moins cher;
- a accru la capacité des expéditeurs à gérer le risque lié à la passation de contrats de transport de longue durée;
- a atténué la nécessité de construire de nouvelles installations.

En outre, les prix pratiqués sur le marché secondaire peuvent donner un signal de marché important quant à la valeur de la capacité de transport. Comme nous l'expliquons à l'annexe II, le marché secondaire pour la capacité pipelinrière peut donner également certaines indications concernant la mesure dans laquelle le marché appuie un projet d'agrandissement de gazoduc.

L'implantation de nouveaux services pipeliniers, jumelée aux options offertes par le marché secondaire, confère une très grande souplesse au secteur du transport du gaz naturel. Cette souplesse permet aux expéditeurs d'avoir accès aux meilleurs marchés tandis que les compagnies peuvent maximiser l'utilisation de leurs réseaux pipeliniers à longueur d'année.

3.4 Évolution de la réglementation

Par le passé, les compagnies pipelinrières canadiennes ont été réglementées selon la méthode basée sur le coût du service; sous ce régime, leurs coûts étaient examinés dans le cadre d'audiences publiques. Le bien-fondé de la réglementation tarifaire reposait en grande partie sur le principe voulant que le service pouvait être fourni au mieux par une seule compagnie qui pouvait maximiser les avantages découlant des économies d'échelle, mais que les monopoles devaient faire l'objet d'une surveillance visant à s'assurer que les droits perçus étaient justes et raisonnables.¹⁸

¹⁸ Une analyse simple de la concentration dans l'industrie pipelinrière indique que les grandes compagnies de gazoducs dominent le marché au Canada. L'IHH pour le transport du gaz hors de l'Alberta était d'environ 0,85 en 1995, ce qui porte à croire que les gazoducs se font peu concurrence pour le gaz des producteurs albertains. Le réseau TransCanada est le seul réseau pancanadien pour le transport du gaz du BSOC vers l'Est canadien. En dernier lieu, les options d'approvisionnement offertes aux consommateurs de l'Est canadien ont reflété un IHH de 0,8 en 1995. (Voir la note 17 pour une explication de l'IHH).

Même si la réglementation basée sur le coût du service a semblé bien fonctionner pendant des années, l'établissement des droits à la faveur d'audiences publiques pouvait entraîner des frais élevés et exiger beaucoup de temps tant pour le demandeur que pour les parties intéressées. À la fin des années 1980, les producteurs de gaz ont dû réduire leurs coûts pour survivre dans un contexte de prix bas et ils ont commencé à faire valoir que la méthode de réglementation basée sur le coût du service (prix de revient majoré d'une marge de bénéfice) n'avait pas vraiment incité les compagnies pipelières à rechercher des gains de rendement et à réduire leurs coûts.

En 1988, l'Office a réagi à cet argument, en partie, en établissant des lignes directrices pour les règlements négociés (mises à jour en 1994). Ces lignes directrices régissent la négociation des règlements entre les intéressés concernant la totalité ou une partie des questions normalement débattues au cours des audiences publiques, ainsi que le dépôt, auprès de l'Office, des règlements intervenus, acceptables sur le plan juridique. En bref, elles stipulent que l'Office acceptera un règlement négocié si toutes les parties intéressées ont eu la possibilité de participer, que le règlement est accepté à l'unanimité et qu'il ne contient aucune disposition allant à l'encontre de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Depuis 1988, plusieurs questions qui, normalement, auraient été réglées par l'Office à la suite d'audiences publiques ont fait l'objet d'une entente mutuelle entre les expéditeurs et les compagnies pipelières.

En 1993, l'Office a tenu un atelier sur les mesures de réglementation incitatives, manifestant ainsi encore sa volonté de chercher à améliorer ses processus de réglementation classiques, et notamment la méthode de réglementation basée sur le coût du service. À l'automne de 1994, l'Office a tenu une audience au cours de laquelle il a fixé, pour plusieurs années, le coût du capital de plusieurs grandes compagnies pipelières relevant de sa compétence. Ainsi, il n'est plus nécessaire de tenir des audiences publiques annuelles coûteuses pour fixer le coût du capital des compagnies visées.

En 1994, le secteur de production a présenté sa proposition intitulée PRIDE (Price Driven Efficiency ou efficacité axée sur les prix). Les buts de cette initiative étaient d'encourager les compagnies pipelières et les clients à accorder plus d'importance aux niveaux de droits au lieu de s'attarder au processus d'établissement des droits, à mieux gérer les risques, à optimiser l'utilisation des réseaux, à accroître la souplesse des réseaux et à éliminer les relations d'adversaires entre les expéditeurs et les compagnies pipelières.¹⁹

Ces mesures prises par l'industrie et par l'Office ont donné lieu à des règlements avec droits incitatifs pour des oléoducs canadiens et, finalement, à un règlement incitatif entre TransCanada et ses expéditeurs. Ce dernier, approuvé par l'Office en février 1996, vise les années 1995 à 2000 et est fondé sur un besoin en recettes qui comprend principalement trois enveloppes : une enveloppe des coûts incitatifs, une enveloppe des coûts transférés et une enveloppe pour rajustements spéciaux.

Les économies nettes ou les dépassements dans l'enveloppe des coûts incitatifs sont, pour la plupart, partagés à parts égales entre TransCanada et ses expéditeurs. La compagnie est incitée à minimiser ses coûts parce qu'elle peut accroître ses profits avec sa part des économies. Les autres coûts non inclus dans l'enveloppe des coûts incitatifs sont imputés aux expéditeurs comme dans le cas de la réglementation basée sur le coût du service.

Même si le règlement avec droits incitatifs a déterminé les niveaux pour les recettes et les droits, l'Office doit encore se prononcer sur des questions telles que la conception des droits. En outre, il doit remplir le mandat que lui confère la Loi, qui consiste à s'assurer que les droits sont justes et raisonnables et qu'il n'y a pas de distinction injuste. Il est trop tôt pour dire quelle sera l'incidence de ce règlement sur les droits à venir. Cependant, les règlements visant TransCanada et les oléoducs

¹⁹ PRIDE : A New Vision of Pipeline Regulation, Imperial Oil Limited, mai 1994.

ont déjà permis une réduction des coûts directs liés aux processus de réglementation en évitant la tenue d'audiences publiques et en accroissant la certitude du processus d'établissement des droits. Parmi les autres grands avantages, mentionnons l'harmonisation des intérêts des expéditeurs et des compagnies pipelinières et l'incitation, pour ces compagnies, à rechercher des gains d'efficacité.

En août 1996, NGTL a déposé auprès de l'ÉUB un règlement quinquennal avec droits incitatifs qui, entre autres choses, permettrait à NGTL et à ses expéditeurs de se partager à parts égales les gains excédant le seuil négocié. L'ÉUB devrait faire connaître sa décision à la fin de 1996 ou au début de 1997.

3.5 Récapitulation et questions d'actualité

Les gazoducs canadiens ont connu une expansion considérable depuis la déréglementation parce que les producteurs de gaz ont accru leurs ventes rapidement, notamment aux marchés d'exportation. Les livraisons ont affiché une hausse radicale tandis que les droits sont demeurés relativement constants, même si on relève des variations individuelles entre quelques compagnies. Cela s'explique, en partie, par la présence des économies d'échelle et, en partie, par le fait que le débit a augmenté à la fin des années 1980 sans exiger la construction de nouvelles installations. Même si les droits n'ont pas affiché une hausse sensible en moyenne, puisque les prix à la tête du puits ont chuté radicalement, les frais de transport représentent donc maintenant un pourcentage supérieur du prix du gaz naturel livré.

Dans le secteur du transport du gaz, l'un des plus importants développements au cours de la dernière décennie a été l'introduction d'une souplesse considérable dans le réseau canado-américain. Les compagnies pipelinières ont mis en place de nouveaux services qui offrent aux expéditeurs un plus grand nombre d'options de service et une plus grande souplesse pour la livraison. La croissance du marché secondaire pour les droits de transport a élargi la marge de manoeuvre des expéditeurs et elle a abouti à l'introduction d'un marché concurrentiel dans la structure monopolistique de base. Cette souplesse a procuré de nombreux avantages, y compris une meilleure gestion des réseaux, une meilleure gestion des risques pour les expéditeurs et une fiabilité accrue de l'ensemble du réseau de livraison du gaz.

Au cours de la dernière année, la méthode traditionnelle de réglementation basée sur le coût du service a fait place progressivement à des barèmes de droits incitatifs chez les grandes compagnies de transport du gaz au Canada. La réglementation incitative devrait produire d'autres gains d'efficacité dans les opérations pipelinières.

À l'heure actuelle, la principale question intéressant le secteur du transport du gaz est peut-être de déterminer la quantité de capacité pipelinière à ajouter. Nombre de participants au marché estiment qu'il faut beaucoup accroître la capacité actuelle pour pouvoir acheminer le gaz du BSOC vers l'Est à destination des marchés du Midwest et du Nord-Est américains. Cependant, on est encore grandement préoccupé par l'effet que ces agrandissements auraient sur la démarcation est/ouest des prix. Même si l'écart actuel est très considérable, il se peut que de nouveaux ajouts de capacité l'amenuisent en abaissant le prix du gaz aux É.-U., ce qui aurait un effet positif négligeable sur les rentrées nettes des producteurs.²⁰

En dernier lieu, comme les droits représentent un énorme pourcentage des prix du gaz livré, notamment dans le cas du gaz canadien livré aux marchés américains, les producteurs s'intéresseront encore à des mesures susceptibles de réduire le coût de livraison de leur produit sur le marché.

²⁰ Comme nous l'avons analysé au chapitre 4, les prix du gaz en Californie ont chuté considérablement après la construction de nouveaux gazoducs pour desservir cet État.

TRANSPORT DU GAZ NATUREL AUX ÉTATS-UNIS

La déréglementation du marché du gaz et la mise en place de mécanismes de transaction sur le marché du transport se sont faites un peu plus lentement aux É.-U. qu'au Canada. En 1985, suite à la déréglementation partielle des prix à la tête du puits, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a délivré le décret 436 qui a incité les compagnies pipelinières interétatiques à dégroupier les fonctions de vente et de transport. En 1987, le marché d'utilisation ultime s'est élargi quand le gouvernement américain a abrogé les restrictions touchant l'utilisation du gaz naturel par les consommateurs industriels et les services d'électricité. En 1989, le gouvernement américain a adopté la *Natural Gas Wellhead Decontrol Act* (loi sur la déréglementation du prix à la tête du puits du gaz naturel) qui a supprimé toutes les mesures de contrôle du prix à la tête du puits à compter du 1^{er} janvier 1993. En novembre 1993, la FERC a appliqué le décret 636, l'une des dernières mesures visant la restructuration de l'industrie pipelinière interétatique. En vertu de ce décret, toutes les compagnies pipelinières interétatiques devaient offrir le libre-accès aux services de transport, dissocier les fonctions de vente et de transport, et adopter une méthode de conception des droits selon la formule fixe-variable. Ces mesures ont permis d'harmoniser la méthode de conception des droits aux É.-U. avec celle en vigueur au Canada et ont contribué à créer un marché du gaz canado-américain plus intégré.

Aux É.-U., le marché secondaire existe officiellement seulement depuis la mise en application du décret 636. En vertu de ce décret, toutes les transactions de capacité d'une durée supérieure à un mois doivent être affichées sur un babillard électronique, et la capacité transigée doit faire l'objet d'un appel d'offres. Le prix soumissionné ne peut jamais excéder les droits réglementés en fonction du coût du service. Certains participants de l'industrie ont fait part de leur mécontentement à l'égard de ce plafonnement des prix sur le marché secondaire et ont laissé entendre que cette mesure nuisait à l'efficacité de ce marché. En juillet 1996, la FERC a annoncé plusieurs projets de modification à ses règles visant la libération de capacité, notamment la suppression du plafond de prix sur la capacité libérée, et l'autorisation du transport interruptible et du service garanti à court terme si les compagnies pipelinières pouvaient démontrer leur manque de pouvoir commercial. La FERC a également proposé de supprimer le recours obligatoire à l'appel d'offres pour la capacité libérée, mais elle entendait maintenir l'obligation d'afficher après coup les transactions sur les babillards électroniques.

L'intégration du coût de nouvelles installations ou la perception de droits supplémentaires a été une question d'intérêt notamment pour les compagnies pipelinières américaines, et elle le sera peut-être encore.²¹ Dans certains cas, dont les agrandissements des réseaux de PGT et de GLGT au début des années 1990, la FERC a opté pour l'établissement de droits supplémentaires. En mai 1995, elle a diffusé un énoncé de politique établissant une présomption en faveur des droits intégrés quand une majoration tarifaire était inférieure à 5 %. En juillet 1995, suite à la directive du tribunal de juin 1994 qui demandait plus d'explications concernant la décision visant la perception de droits supplémentaires sur le réseau de GLGT, la FERC a rétabli les droits intégrés sur ce réseau et ce, rétroactivement. En septembre 1996, elle a approuvé un règlement visant à remettre en vigueur les droits intégrés sur le réseau de PGT à compter de novembre 1996. Ces décisions ont également contribué à harmoniser les méthodes canadiennes et américaines de réglementation des droits sur les réseaux de transport principaux.

²¹ Selon la méthode du droit intégré, les coûts du projet d'agrandissement sont ajoutés aux coûts existants, d'où la perception d'un droit unique auprès de tous les expéditeurs. En vertu de la méthode du droit supplémentaire, les coûts supplémentaires d'un agrandissement sont imputés aux nouveaux expéditeurs, qui paient alors un droit plus élevé que les expéditeurs d'avant l'agrandissement.

MARCHÉS DU GAZ NATUREL ET PRATIQUES DE VENTE

Les ventes de gaz canadien ont progressé rapidement au cours de la dernière décennie, parallèlement à l'augmentation de la production canadienne totale, qui est passée de $74,9 \text{ 10}^9 \text{ m}^3$ ($2,6 \text{ 10}^{12} \text{ pi}^3$) en 1986 à $150 \text{ 10}^9 \text{ m}^3$ ($5,3 \text{ 10}^{12} \text{ pi}^3$) en 1995. Les ventes intérieures ont augmenté graduellement, tandis que les ventes à l'exportation ont presque quadruplé depuis 1986. En 1995, 53 % de la production canadienne était exportée, comparativement à seulement 28 % en 1986. Malgré cette progression rapide des exportations, le gaz produit dans le BSOC continue de satisfaire presque tous les besoins en gaz au Canada.

L'intégration des marchés canadien et américain du gaz naturel représente un des changements majeurs de la dernière décennie. Un grand nombre des obstacles réglementaires au commerce du gaz ont été levés et les méthodes de réglementation qui subsistent au Canada et aux É.-U., comme la tarification des services pipeliniers, ont été largement harmonisées. L'utilisation plus généralisée de contrats à terme, les transactions électroniques et l'essor du marché du disponible ont contribué à donner plus de transparence aux prix à l'échelle du marché canado-américain.

Dans le présent chapitre, nous retraçons l'évolution des marchés du gaz intérieur et d'exportation au cours des dix dernières années. Nous examinons ensuite les changements survenus dans les pratiques de vente du gaz et l'interaction qui existe aujourd'hui entre le marché des services de transport et celui du gaz naturel. Le chapitre se termine par un bref sommaire et un survol des problèmes qui se posent relativement aux marchés et aux ventes de gaz naturel.

4.1 Marchés intérieurs

Les ventes totales de gaz naturel sur le marché intérieur ont augmenté de 30 % au cours des dix dernières années (tableau 4.1). Elles se chiffraient à $63,6 \text{ 10}^9 \text{ m}^3$ ($2,2 \text{ 10}^{12} \text{ pi}^3$) en 1995, contre $49 \text{ 10}^9 \text{ m}^3$ ($1,7 \text{ 10}^{12} \text{ pi}^3$) en 1986.

Les ventes de gaz ont augmenté le plus rapidement dans le secteur industriel, dont la part du marché est passée de 54 % en 1986 à 57 % en 1995. Les ventes sur le marché résidentiel ont aussi progressé à un bon rythme, et représentent encore environ 25 % du marché du gaz. Enfin, les ventes au secteur commercial ont augmenté assez lentement, cette part ayant fléchi de 21 % à 18 %.

Malgré l'augmentation générale des ventes, la part du gaz naturel dans le marché énergétique canadien s'est peu accrue. Le gaz naturel a gagné le plus de terrain dans le secteur résidentiel, où sa part du marché énergétique est passée de 40 % à 46 % entre 1985 et 1994. Le gaz a effectué des gains modestes dans le secteur industriel, augmentant sa part du marché de 32 % à 35 %. L'utilisation du gaz dans le secteur commercial est restée stable, à 42 % du marché énergétique. L'augmentation de la demande de gaz a été limitée par la compétitivité du pétrole, dont le prix a

T A B L E A U 4 . 1

Ventes de gaz canadien sur le marché intérieur, par secteur

secteur	1986		1995	
	(10 ⁶ m ³)	(10 ⁹ pi ³)	(10 ⁶ m ³)	(10 ⁹ pi ³)
résidentiel	12 192	(430)	15 820	(558)
commercial	10 361	(366)	11 582	(409)
industriel ²²	26 493	(935)	36 195	(1278)
total	49 046	(1731)	63 597	(2245)

Source : Statistique Canada

fortement chuté en 1986, et par les gains généraux d'efficacité, qui ont freiné la croissance de la demande d'énergie.

Avant l'entrée en vigueur de l'entente de 1985, la plupart des utilisateurs ultimes achetaient leur gaz d'un distributeur local à un prix fixe par unité de gaz achetée. Dans la majorité des cas, ils n'étaient pas au courant que le prix qu'ils versaient se ventilait en frais distincts pour le gaz en tant que produit, son acheminement par gazoduc, son stockage et sa livraison par le distributeur local. Aujourd'hui, la plupart des consommateurs ont le choix d'acheter du gaz auprès de leur service public ou de s'approvisionner par achat direct, en passant un contrat d'achat avec un fournisseur. La plupart des gros utilisateurs ultimes, comme les clients industriels, achètent leur gaz directement des fournisseurs. Les petits utilisateurs ultimes qui choisissent de s'approvisionner par achat direct ont généralement recours aux services d'un agent, d'un courtier ou d'un commercialisateur (ACC).

En règle générale, les distributeurs locaux offrent deux options d'achat direct, à savoir un service de transport dit service-T, et un mécanisme d'achat/revente. Dans le cadre du service-T, l'expéditeur prend toutes les dispositions en vue de l'acheminement du gaz sur les réseaux de transport et (ou) de distribution locale. L'acheminement par le réseau de transport jusqu'au distributeur local est assuré suivant un taux regroupé, qui comprend le coût du gaz et les frais de transport (comme dans le cas du service-T de l'Ouest de TransCanada). La livraison par le réseau de distribution locale peut se faire selon un service regroupé ou non (comme pour le service-T en Ontario). Sur le réseau de distribution locale, le service regroupé comprend l'équilibrage. L'expéditeur peut être le producteur, un distributeur local, un utilisateur ultime, ou encore un ACC représentant ce dernier. En matière d'achat direct, la majorité des clients industriels choisissent la formule du service-T.

Selon le mécanisme d'achat/revente, l'utilisateur ultime conclut également un contrat d'achat de gaz avec un fournisseur. Le distributeur local achète ensuite le gaz de l'utilisateur ultime, à un prix-repère d'achat/revente approuvé à l'avance par les organismes de réglementation provinciaux; ce prix correspond actuellement au coût moyen pondéré du gaz (CMPG) du service public, déduction faite des frais de transport connexes. Le distributeur local ajoute le gaz à ses autres approvisionnements et en vend la quantité voulue à l'utilisateur ultime suivant le barème applicable. L'arrangement est profitable pour le client lorsqu'il achète son gaz à un coût moindre que le prix-repère du distributeur local. L'utilisateur ultime qui achète du gaz par l'intermédiaire d'un ACC reçoit de ce dernier une remise correspondant à l'écart entre le CMPG du distributeur local et le

²² Comprend les ventes directes pour lesquelles le distributeur local agit simplement comme transporteur.

prix négocié avec le fournisseur, moins les frais de l'ACC. Actuellement, le mécanisme d'achat/revente est la seule solution économique dont disposent les petits utilisateurs de gaz qui souhaitent acheter directement leurs approvisionnements.

Dans la plupart des provinces, le distributeur local est le fournisseur de dernier recours en cas de problèmes d'approvisionnement, si bien qu'il doit cantonner ses activités à la zone desservie par son réseau. Les frais supplémentaires que le distributeur local engage pour fournir un service d'appoint sont habituellement recouverts du fournisseur qui n'a pas livré le gaz. Par ailleurs, les frais de stockage et d'équilibrage sont inclus dans les tarifs que le distributeur local demande pour ses services de distribution.

Même si un grand nombre d'utilisateurs ultimes achètent maintenant leurs approvisionnements directement des producteurs, les distributeurs locaux demeurent de loin les plus gros acheteurs de gaz au Canada. Presque tout le gaz doit encore passer par un réseau de distribution avant de parvenir à l'utilisateur ultime, et les distributeurs locaux détiennent la majeure partie de la capacité pipelinière sur les principaux réseaux de transport au Canada. Comme on l'a vu plus haut, les distributeurs locaux gèrent le transport en amont pour tous leurs clients, peu importe qu'ils achètent leur gaz du distributeur ou optent pour l'achat direct. Le tableau 4.2 dresse la liste des principaux distributeurs locaux au Canada.

T A B L E A U 4 . 2
Principaux distributeurs locaux au Canada (1995)

distributeur local	province
Société en commandite Gaz Métropolitain (GMi)	Québec
The Consumers' Gas Company Ltd.	Ontario
Union Gas Ltd.	Ontario
Centra Gas Ontario Inc.	Ontario
Centra Gas Manitoba Inc.	Manitoba
SaskEnergy Inc.	Saskatchewan
Canadian Western Natural Gas Company Ltd.	Alberta
Northwestern Utilities Ltd.	Alberta
B.C. Gas Utility Ltd.	Colombie-Britannique

Au cours de la dernière décennie, les ventes directes ont progressé rapidement, au point qu'elles représentaient, en 1995, 59 % de toutes les ventes de gaz au Canada (tableau 4.3). En 1985, elles n'avaient lieu qu'en Alberta et elles se chiffraient alors à 4 10⁹m³ (143 10⁹pi³) de gaz, soit 9 % de toutes les ventes de gaz aux utilisateurs ultimes. Les utilisateurs industriels n'ont pas tardé à se prévaloir des avantages de l'achat direct et c'est ainsi qu'ils satisfont maintenant à la plupart de leurs besoins d'approvisionnement. Avec la hausse remarquable des ventes directes, un grand nombre d'utilisateurs de gaz au Canada ont pu profiter de la concurrence entre les fournisseurs et obtenir des prix plus avantageux.

T A B L E 4 . 3

Ventes directes et ventes de gaz du réseau, selon la province (1995)*

province	ventes directes (10 ⁶ m ³) (10 ⁹ pi ³)	ventes de gaz du réseau (10 ⁶ m ³) (10 ⁹ pi ³)	ventes totales (10 ⁶ m ³) (10 ⁹ pi ³)	rapport ventes directes/ ventes totales (%)
Québec	4 617 (163)	1 275 (45)	5 892 (208)	78
Ontario	15 240 (538)	8 498 (300)	23 738 (838)	64
Manitoba	708 (25)	1 133 (40)	1 841 (65)	38
Saskatchewan	2 663 (94)	1 643 (58)	4 306 (152)	62
Alberta	7 705 (272)	5 920 (209)	13 625 (481)	57
C.-B.	2 738 (97)	4 929 (174)	7 667 (271)	36
total - Canada	33 671 (1 189)	23 398 (826)	57 069 (2 015)	59

*Source : Enquête de l'ONÉ. On entend par ventes de gaz du réseau les ventes pour lesquelles le distributeur local est à la fois l'acheteur et le vendeur du gaz.

La prochaine étape menant à la déréglementation complète du marché du gaz serait de permettre à tous les clients captifs d'acheter du gaz directement du fournisseur de leur choix.²³ Depuis l'adoption de l'entente de 1985, les organismes de réglementation ont pris un grand nombre de mesures pour donner plus de latitude aux utilisateurs faisant partie du marché captif. Les politiques adoptées à cet égard varient d'une province à l'autre. Plusieurs provinces autorisent les ACC à commercialiser le gaz directement auprès des clients captifs, à condition qu'ils obtiennent des permis ou paient des frais d'inscription, et déposent une caution. En outre, les ACC sont censés observer un code de conduite qui vise à protéger les clients captifs contre des pratiques commerciales déloyales. L'annexe III résume brièvement les principaux développements concernant l'adoption de politiques sur les marchés captifs au Canada.

En 1995, plus de 42 % des livraisons de gaz faites aux clients des secteurs résidentiel et commercial du Québec découlaient de ventes directes. Dans les trois zones de desserte des distributeurs locaux de l'Ontario, les achats directs totalisaient entre 9 % et 34 % de tous les volumes de gaz vendus au secteur résidentiel, et entre 42 % et 75 % de tout le gaz vendu au secteur commercial.

Depuis la déréglementation, les provinces se penchent sur le rôle que devraient jouer les distributeurs locaux dans le contexte d'un marché déréglementé. Cet examen porte notamment sur l'à-propos de séparer les fonctions de vente et de transport des distributeurs, et dans quelle mesure cette séparation doit se faire, ainsi que sur les avantages et les inconvénients liés au fait d'offrir les services de stockage, de transport et d'équilibrage comme autant de services distincts.

À l'heure actuelle, plusieurs administrations au Canada examinent ces questions. La Commission de l'énergie de l'Ontario (CÉO) a décidé qu'il y avait lieu de réévaluer la structure du marché de l'Ontario. À cette fin, elle a tenu durant l'année deux ateliers qui visaient à cerner les forces et les faiblesses du marché ontarien ainsi qu'à recenser et à étudier les solutions de rechange possibles. En septembre 1996, la CÉO a conclu qu'une déréglementation plus poussée du marché des produits de gaz naturel pourrait rehausser les choix offerts aux clients et l'efficacité du marché, tout en réduisant le besoin d'assurer une réglementation. Elle compte poursuivre cet examen par le truchement d'un groupe de travail formé de parties intéressées et par la tenue d'une audience

²³ La définition du terme client captif varie d'une province à l'autre, mais l'expression s'entend généralement des consommateurs des secteurs résidentiel et commercial qui ne peuvent pas utiliser un combustible de remplacement.

publique pour déterminer quel serait le niveau de déréglementation le plus opportun. La Régie des services publics du Manitoba (RSPM) a convoqué une audience publique en juin 1996 afin de déterminer le niveau de service que devrait offrir Centra Gas Manitoba Inc. et la façon dont cette dernière pourrait le mieux dispenser ses services dans un contexte de concurrence. Au cours de l'instance, la RSPM a réexaminé le rôle de Centra eu égard à ses fonctions d'achat, de transport et de stockage du gaz naturel. Elle doit rendre une décision plus tard cette année.

Pratiques d'achat des distributeurs locaux

Sur les marchés de l'Alberta et de la Saskatchewan, les pratiques d'achat de gaz ont peu changé depuis la déréglementation, car les principaux distributeurs locaux achetaient déjà la plupart de leurs approvisionnements en gaz directement d'un grand nombre de producteurs. Par contre, les pratiques d'achat des distributeurs locaux ont changé considérablement au Québec, en Ontario et au Manitoba. Jusqu'en 1988, les distributeurs de ces provinces obtenaient presque tout leur gaz de TransCanada, au point de livraison à l'entrée de la ville, en vertu de contrats d'achat à long terme. Maintenant, ces mêmes distributeurs se procurent tous les volumes garantis de gaz dont ils ont besoin auprès de divers fournisseurs, à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan, et détiennent des contrats de transport à long terme avec TransCanada pour en assurer l'acheminement jusqu'à leur zone de desserte. Ils ont des portefeuilles d'approvisionnement très diversifiés, comprenant des achats à court et à long terme, ainsi que sur le marché du disponible, auprès d'une gamme de sources et de fournisseurs, dont certains se trouvent aux É.-U.

Le marché de la C.-B. s'est complètement restructuré au cours des cinq dernières années. Jusqu'en 1991, les services publics de la province étaient tenus d'acheter leurs approvisionnements en gaz de la compagnie British Columbia Petroleum Corporation (BCPC).²⁴ En 1991, B.C. Gas Utility Ltd., le plus gros distributeur local en C.-B. est devenu son propre regroupeur et a diversifié son portefeuille en passant des contrats d'achat de gaz avec un éventail de fournisseurs en divers points du réseau Westcoast. En 1992, la compagnie a diversifié son approvisionnement encore davantage grâce à la construction des installations de Huntington International Pipeline Corporation, qui lui donnaient accès au gaz américain.

Au lendemain de la déréglementation, les frais liés au produit stipulés dans les contrats d'achat de gaz des distributeurs locaux étaient négociés sur une base annuelle ou semestrielle, et ne tenaient pas compte de la fluctuation possible des prix au cours de l'année. Aujourd'hui, la plupart des contrats d'achat des distributeurs sont sensibles aux variations du marché, les prix étant déterminés à l'aide de mécanismes basés sur des indices qui fluctuent chaque mois. Par exemple, depuis 1993, la structure de prix sous-tendant les contrats à long terme conclus entre TransCanada Gas Services et les distributeurs de l'Ontario et du Manitoba repose sur une formule à base d'indices qui utilise les contrats à terme de la bourse de commerce de New York (NYMEX). Ainsi, les prix prévus dans ces contrats sont influencés par les conditions du marché. De plus, nombre de services publics au Canada ont adopté des stratégies de gestion du risque afin de se prémunir contre l'instabilité des prix de leurs approvisionnements de gaz garantis à long terme.²⁵

Des babillards pour transactions électroniques ont été instaurés en 1994 afin de mettre un mécanisme d'affichage des prix à la disposition des acheteurs et vendeurs de gaz naturel. En mai 1996, Consumers Gas et GMi ont lancé un projet pilote qui permet aux clients des services publics de transiger électroniquement sur l'Internet, au moyen d'un babillard électronique. Le projet vise

²⁴ La BCPC, anciennement une société gouvernementale, a été regroupeur provincial jusqu'à sa privatisation en 1990, époque où elle est devenue CanWest Gas Supply Inc.

²⁵ Les instruments financiers et les opérations de couverture sont décrits à l'annexe IV.

avant tout à améliorer l'accès des utilisateurs ultimes à des approvisionnements en gaz à prix compétitif ainsi qu'à alléger le côté administratif des fonctions d'achat, de commande et de facturation.

S'ils le voulaient, les distributeurs locaux de l'Ontario pourraient importer de gros volumes de gaz naturel américain, grâce aux interconnexions construites dans la dernière décennie avec des gazoducs américains. Néanmoins, ils continuent d'acheter presque tous leurs approvisionnements auprès de fournisseurs dans le BSOC, n'ayant généralement recours à du gaz importé que pour répondre à leurs besoins en période de pointe.

Prix intérieurs du gaz

Une façon de jauger dans quelle mesure tous les utilisateurs ultimes au Canada ont profité de la concurrence accrue sur le marché intérieur consiste à comparer les prix payés à la frontière de l'Alberta par les clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel de l'Est. Or, il est très difficile de connaître le véritable prix lié au produit que paient les utilisateurs ultimes, car les contrats sont négociés dans le privé et ne sont pas accessibles au grand public. Nous avons donc examiné l'évolution des prix facturés aux utilisateurs ultimes du Québec et de l'Ontario au cours des dix dernières années. Pour établir nos estimations, nous avons adopté les données et les hypothèses suivantes :

- Les prix à la pointe du brûleur sont dégagés des prix implicites du gaz publiés par Statistique Canada.
- Les calculs reposent sur les droits applicables au service garanti dans la zone Est de TransCanada.
- Pour les clients des secteurs résidentiel et commercial, les coûts moyens pondérés du gaz de GMi et de Consumers Gas ont servi à estimer les prix du gaz entre 1986 et 1992. Pour la période allant de 1993 à 1995, nous avons employé les prix pondérés à la frontière de l'Alberta publiés par Canadian Enerdata Ltd., soit les prix de volumes garantis pour des contrats d'un an. Dans le cas des clients industriels, nous avons retenu pour la période de 1986 à 1995 les prix moyens pondérés du marché du disponible pour des contrats de 30 jours, selon les prix à la frontière de l'Alberta publiés par Canadian Enerdata Ltd.
- Les frais résiduels ont été définis comme tous les coûts associés à la distribution.
- Les prix sont indiqués en dollars constants de 1986.
- Les prix ne comprennent pas les taxes de vente fédérale et provinciale.

Le prix à la pointe du brûleur pour les clients du secteur résidentiel au Québec, calculé en dollars constants, est passé de 6,49 \$ le GJ en 1986 à 5,86 \$ le GJ en 1995 (figure 4.1). Le prix à la pointe du brûleur pour les clients commerciaux a également baissé, passant de 5,70 \$ le GJ en 1986 à 4,24 \$ le GJ en 1995 (figure 4.2). Ce sont les clients du secteur industriel qui ont le plus profité de la baisse des prix pendant la période, le prix à la pointe du brûleur ayant chuté de 4,58 \$ le GJ en 1986 à 2,41 \$ le GJ en 1995 (figure 4.3).

Pour ce qui concerne le secteur résidentiel, les prix à la pointe du brûleur ont baissé davantage en Ontario qu'au Québec, le prix moyen étant passé de 5,79 \$ le GJ en 1986 à 4,31 \$ le GJ en 1995 (figure 4.4). Pendant la même période, le prix à la pointe du brûleur pour les clients du secteur commercial a baissé de 4,81 \$ le GJ à 3,23 \$ le GJ (figure 4.5). Chez les clients du secteur industriel, le prix à la pointe du brûleur est passé de 4,01 \$ le GJ en 1986 à 2,38 \$ le GJ en 1995 (figure 4.6).

Entre 1986 et 1995, les droits exigés par TransCanada pour le transport du gaz jusqu'au sud de l'Ontario et au Québec ont diminué en termes réels, passant de 0,97 \$ le GJ à 0,68 \$ le GJ.²⁶

Pendant la même période, le prix à la frontière de l'Alberta a chuté, en moyenne, de 1,89 \$ le GJ pour les clients des secteurs résidentiel et commercial, et de 0,61 \$ le GJ pour les clients industriels. Le secteur industriel a bénéficié d'une baisse marquée des prix entre 1985 et 1986. En vertu de l'entente de 1985, la plupart des clients industriels ont pu commencer immédiatement à s'approvisionner par achat direct et ils ont réalisé des économies substantielles en moins d'un an. Toutefois, parce que l'entente de 1985 stipulait qu'il fallait honorer les contrats en cours et que les distributeurs locaux étaient déjà liés par des contrats d'approvisionnement dans le cas de leurs clients des secteurs résidentiel et commercial, ce n'est qu'après 1986 que ces deux secteurs ont vraiment profité des avantages de la déréglementation des prix.

Au cours de la période, les frais résiduels, définis comme tous les coûts associés à la distribution, ont augmenté pour l'ensemble des clients des secteurs résidentiel et commercial. Au Québec, ces frais pour le secteur résidentiel sont passés de 2,66 \$ le GJ en 1986 à 4,22 \$ le GJ en 1995; dans le secteur commercial, ils ont progressé de 1,87 \$ le GJ à 2,60 \$ le GJ pendant la même période (figures 4.1 et 4.2). En Ontario, les frais résiduels liés au secteur résidentiel sont passés de 1,99 \$ le GJ à 2,67 \$ le GJ, tandis que chez les clients commerciaux, ils ont grimpé de 1,01 \$ le GJ à 1,59 \$ le GJ (figures 4.4 et 4.5). Par contraste, la composante des frais résiduels a diminué pour les clients industriels dans l'une et l'autre province. Au Québec, ces frais ont chuté de 2,15 \$ le GJ en 1986 à 0,88 \$ le GJ en 1995 (figure 4.3), tandis qu'en Ontario, ils sont passés de 1,58 \$ le GJ à 0,85 \$ le GJ (figure 4.6).

En résumé, le prix livré du gaz au Québec et en Ontario a diminué dans tous les secteurs au cours des dix dernières années. Ces baisses ont été annulées dans une certaine mesure par l'augmentation des frais de distribution dans les secteurs commercial et résidentiel, mais il n'en reste pas moins que tous les utilisateurs ultimes au Québec et en Ontario ont bénéficié de prix à la pointe du brûleur (calculés en dollars constants) plus avantageux.

²⁶ Les droits applicables à 1986 ont été rajustés à la baisse en excluant les frais de combustible afin de permettre une comparaison des droits au cours de la période en question.

FIGURE 4.1

Prix à la pointe du brûleur résidentiels au Québec

\$ 1986/gigajoule

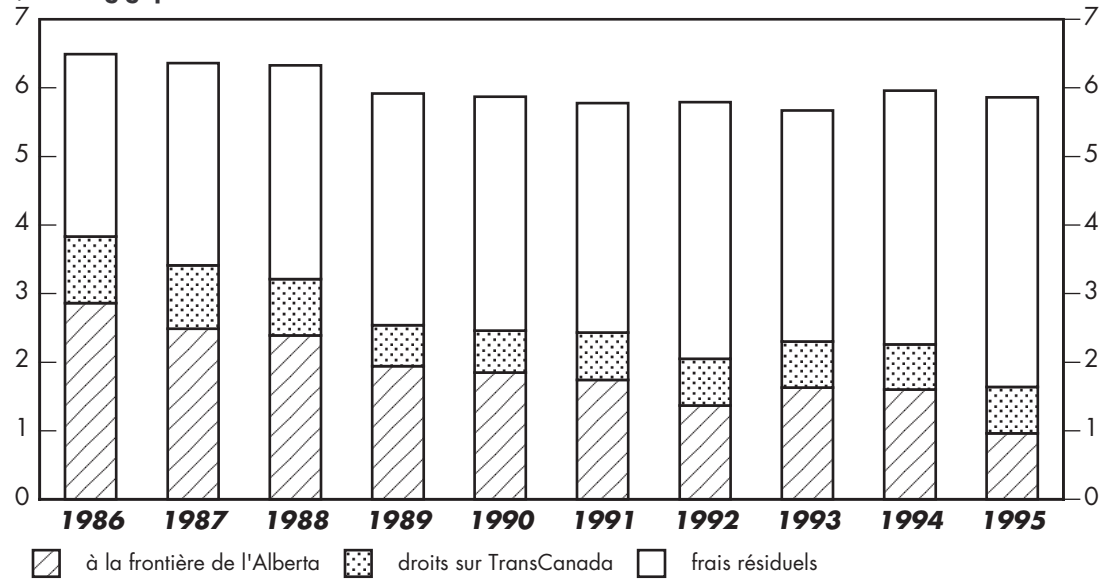


FIGURE 4.2

Prix à la pointe du brûleur commerciaux au Québec

\$ 1986/gigajoule

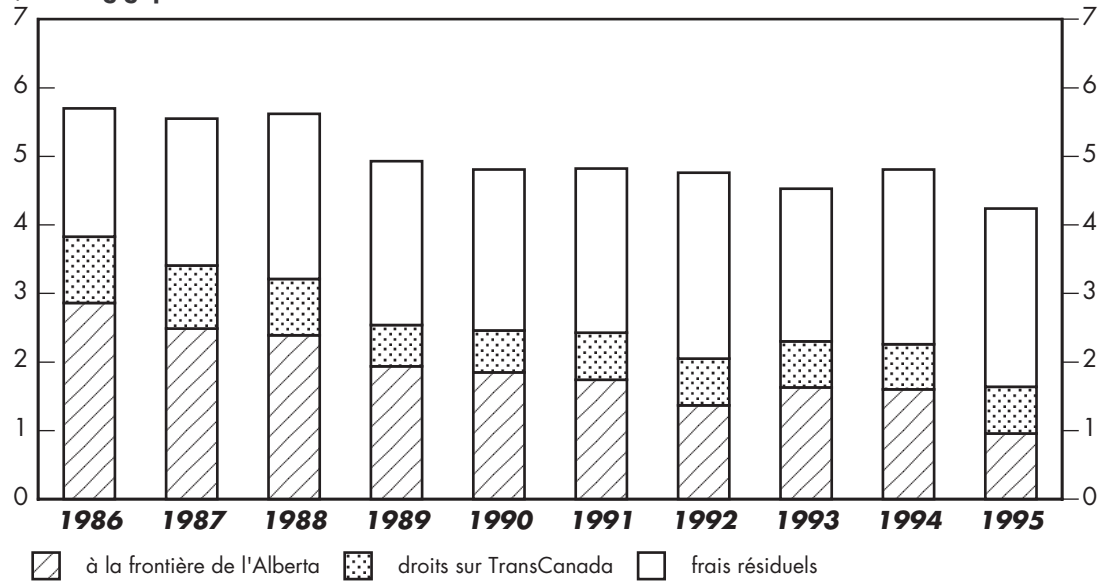


FIGURE 4.3

Prix à la pointe du brûleur industriels au Québec

\$ 1986/gigajoule

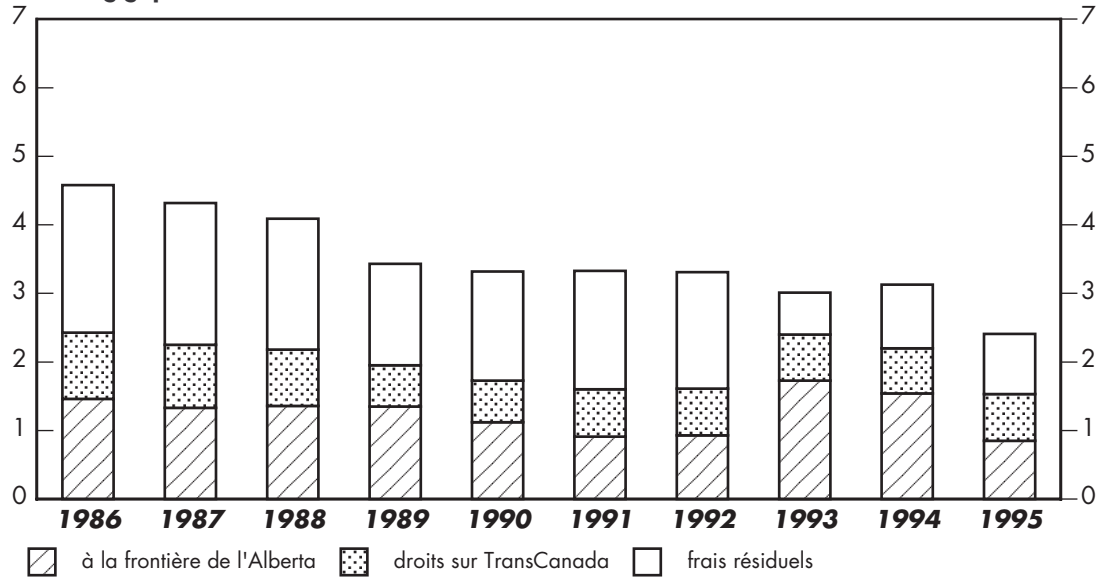


FIGURE 4.4

Prix à la pointe du brûleur résidentiels en Ontario

\$ 1986/gigajoule

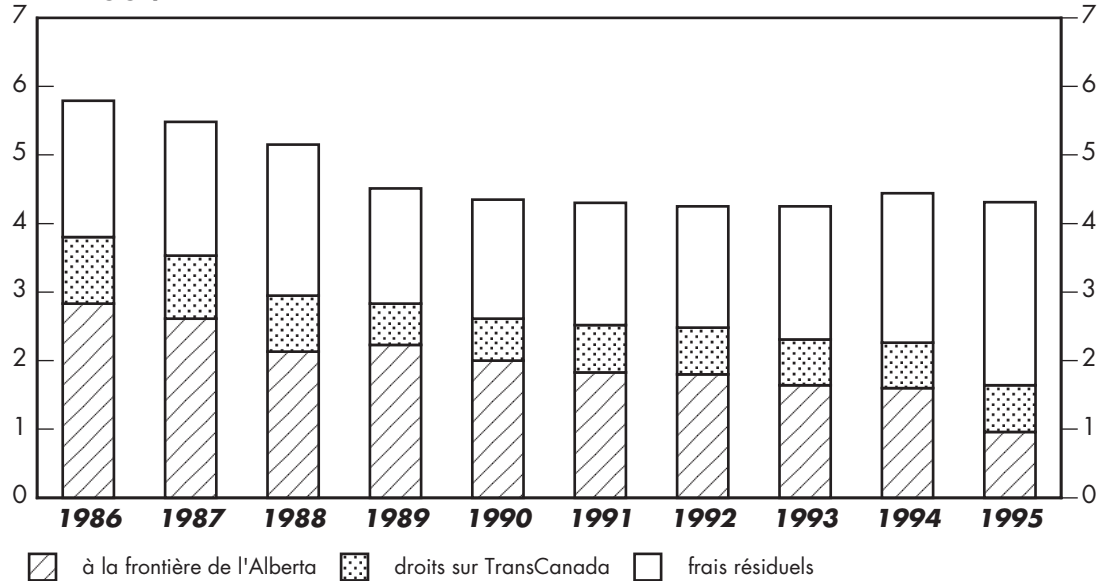


FIGURE 4.5

Prix à la pointe du brûleur commerciaux en Ontario

\$ 1986/gigajoule

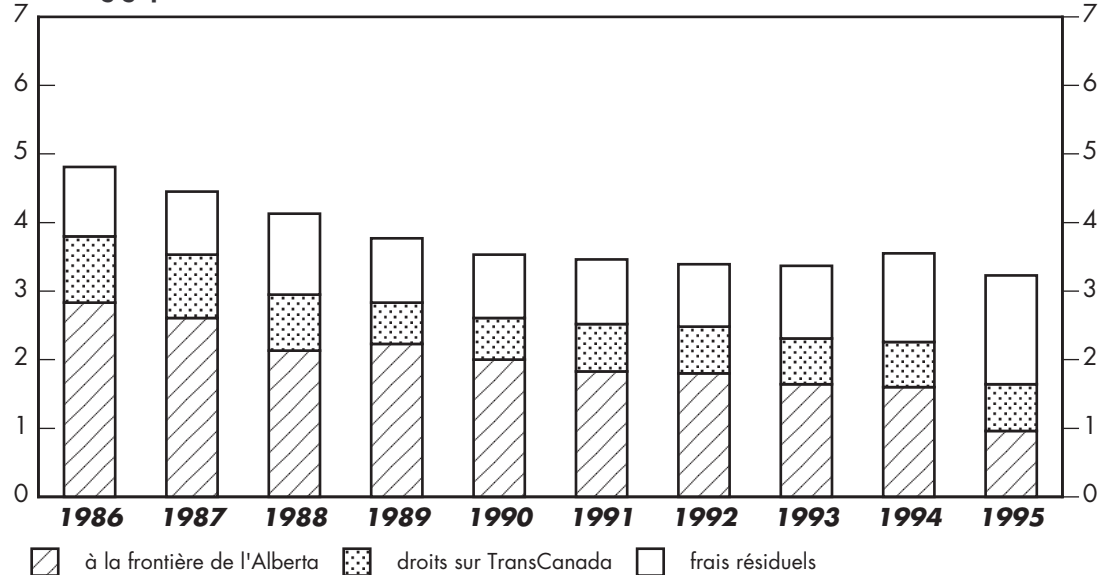
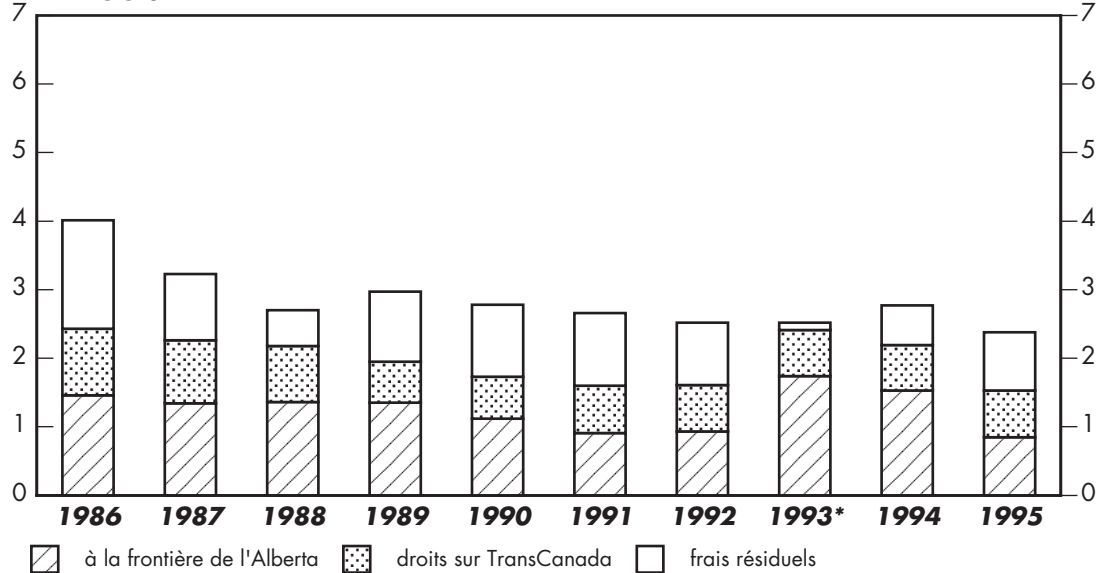


FIGURE 4.6

Prix à la pointe du brûleur industriels en Ontario

\$ 1986/gigajoule



* Les frais résiduels (de distribution) pour les industriels de l'Ontario semblent avoir chuté radicalement en 1993. Cela comporte un désavantage de notre méthode. Cette chute apparente s'explique par le fait que le prix à la frontière de l'Alberta, de 30 jours, a beaucoup augmenté, entre autres en raison du froid intense inhabituel. Puisque nous avons supposé que les industriels paient toujours le prix de 30 jours, cela se traduit par le fait qu'une part plus faible du prix à la pointe du brûleur va aux frais résiduels. En fait, il est probable que les prix réels du gaz payés par les industriels étaient moins élevés parce qu'ils achètent leur gaz dans le cadre de contrats de diverses durées, et non seulement de 30 jours.

DISTRIBUTEURS LOCAUX AUX ÉTATS-UNIS

LES distributeurs locaux américains ont également eu à s'adapter à une nouvelle dynamique du marché depuis la mise en oeuvre du décret 636 de la FERC. Un bon nombre de distributeurs ont récemment établi des lignes directrices ou des programmes expérimentaux en vue de séparer intégralement les services de distribution offerts à tous leurs clients. Au début de 1996, la New York Public Service Commission a sanctionné des plans de séparation des services dans le cas de huit distributeurs locaux établis dans l'État. En mai 1996, Boston Gas Co. a déposé un plan de séparation des services liés au gaz naturel auprès de l'organisme de réglementation dont elle relève. Ce plan détaillait l'échéancier qu'elle envisageait pour : séparer les services de vente et de transport pour les clients commerciaux et industriels d'ici décembre 1996; séparer les services de vente et de transport pour le secteur résidentiel d'ici novembre 1997; cesser les ventes de gaz aux clients commerciaux et industriels d'ici novembre 1998; et cesser les ventes de gaz aux clients du secteur résidentiel d'ici novembre 2000. Ces quelques exemples n'illustrent peut-être pas les développements qui se produisent dans tous les États américains, mais ils démontrent que le rôle marchand des distributeurs locaux est vraisemblablement appelé à changer radicalement au cours des prochaines années.

4.2 Marchés d'exportation

Entre 1986 et 1995, le volume des exportations de gaz naturel canadien est passé de $21 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ ($740 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) à $78 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ ($2,76 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$). Grâce à cette hausse remarquable, le Canada a fait passer de 8 % à 13 % sa part du marché du gaz américain. Une augmentation de 32 % de la demande de gaz aux É.-U. a permis d'absorber ces exportations supplémentaires, rendues possibles par de vastes projets d'agrandissement de gazoducs canadiens. En particulier, l'agrandissement, en 1991, du gazoduc de TransCanada qui dessert les marchés du Nord-Est américain et l'agrandissement, en 1993, des pipelines ANG/Foothills et PGT, qui desservent la Californie, ont beaucoup rehaussé le potentiel d'exportation.

Ventes, recettes et rentrées nettes - Analyse des exportations par région

Les marchés d'exportation traditionnels du gaz naturel canadien n'ont pas changé au cours des dix dernières années, mais la répartition des exportations entre les diverses régions s'est quelque peu équilibrée. Comme l'indique la figure 4.7, la Californie était la principale destinataire des ventes de gaz canadien en 1986, comptant pour 47 % de toutes les exportations, suivie des régions du Midwest (29 %), du Nord-Ouest du Pacifique (14 %), du Nord-Est (9 %) et des Rocheuses (1 %).

En 1995, le Midwest a pris la tête des régions destinataires, avec 34 % des exportations totales, suivie de près par la Californie (27 %) et le Nord-Est (24 %) (figure 4.8). La part des ventes qui était destinée au Nord-Ouest du Pacifique et à la région des Rocheuses est restée essentiellement la même, soit environ 14 % et 1 %, respectivement.

La croissance des exportations destinées au Nord-est américain a été particulièrement importante en raison de ce qu'elle ajoutait en valeur et en diversité aux portefeuilles de nombreux producteurs et commercialisateurs canadiens. En 1984, la première vague d'exportations entre TransCanada et Boundary Gas Ltd., un consortium de distributeurs du Nord-Est américain, a aidé à préparer le

FIGURE 4.7

Exportations de gaz naturel canadien par région - 1986

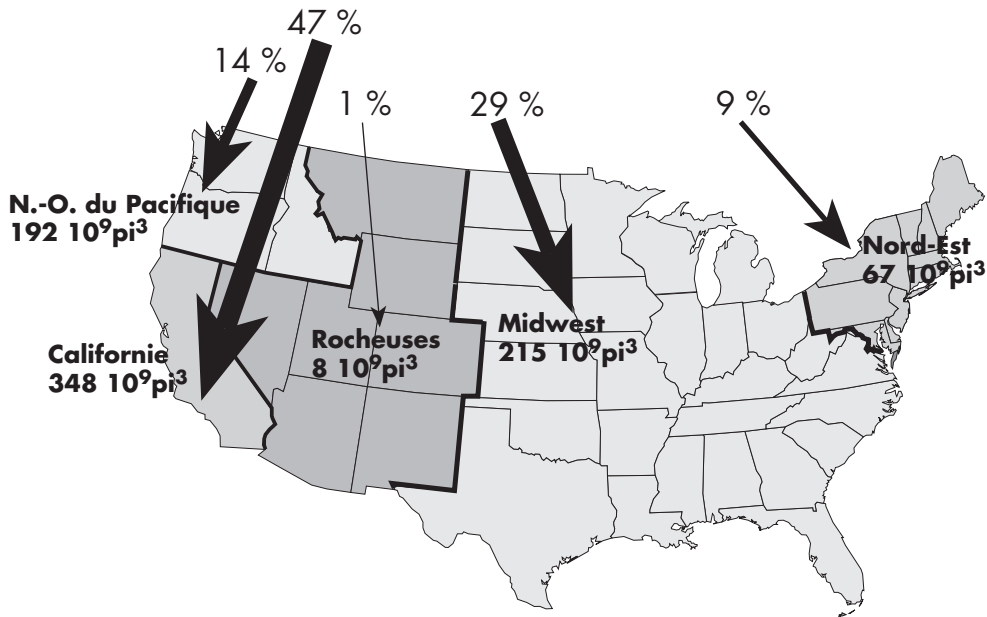
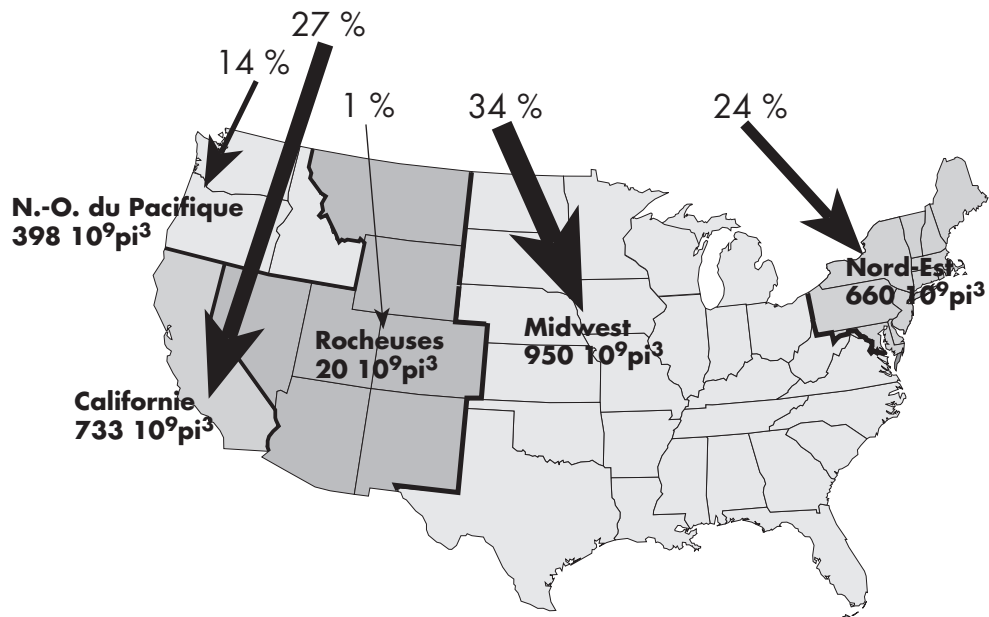


FIGURE 4.8

Exportations de gaz naturel canadien par région - 1995



terrain à de futures initiatives du genre, dont les exportations actuelles à Alberta Northeast Ltd., qui touchent 19 distributeurs locaux du Nord-Est américain. Il a fallu l'agrandissement du réseau de TransCanada en 1991 pour que ces projets d'exportation vers de Nord-Est américain deviennent possibles. Il s'ensuit que le Nord-Est, auparavant un marché assez modeste, est devenu aujourd'hui un débouché de première importance pour le gaz canadien et un marché plutôt lucratif pour les producteurs canadiens.

La majorité des exportations canadiennes de gaz sont encore commercialisées dans les régions destinataires traditionnelles, soit le Nord-Ouest du Pacifique, la Californie, le Midwest et le Nord-Est, mais divers arrangements permettent maintenant aux ventes de gaz canadien d'atteindre des marchés d'exportation non traditionnels, comme la Floride et le Mexique.

Parallèlement à la croissance remarquable du volume des exportations, les recettes d'exportation sont passées de 2,5 milliards \$ en 1986 à 5,6 milliards \$ en 1995. Au fil des ans, il y a eu des déplacements de volumes entre les marchés traditionnels, et le rapport prix/rentées nettes a changé. Tout porte à croire que ces changements se poursuivront à l'avenir, reflétant le jeu de l'offre et de la demande régionales ainsi que la disponibilité d'une capacité pipelinère à l'intérieur d'une région exportatrice ou entre celle-ci et d'autres régions.

Depuis la déréglementation, les prix à l'exportation sont fixés essentiellement par le marché où le gaz est vendu. Une fois retranchés les frais de transport et autres coûts, on obtient les rentrées nettes à divers points en amont de la vente. Étant donné que les prix sont établis en dollars US, les rentrées nettes liées aux exportations canadiennes sont aussi influencées par le taux de change. Au cours des dix dernières années, la faiblesse du dollar canadien par rapport à la devise américaine a freiné, dans une certaine mesure, la détérioration des prix à l'exportation.

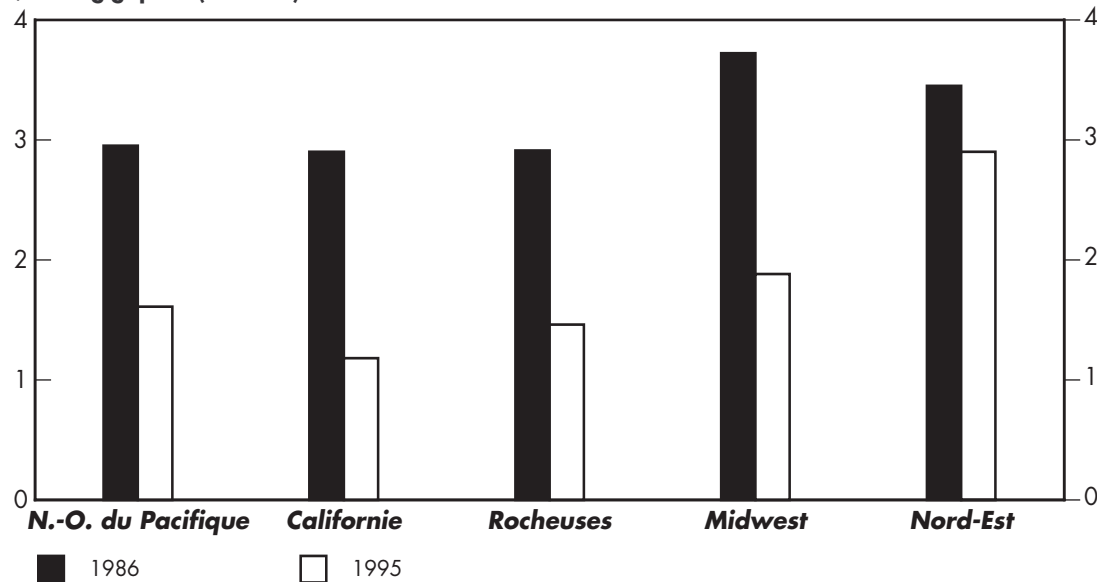
La figure 4.9 compare les prix à l'exportation en 1986 et 1995, calculés à la frontière internationale, pour les principaux marchés d'exportation.²⁷ De la fin des années 1980 au début des années 1990, les exportations de gaz naturel canadien en Californie ont rapporté des prix élevés. Le fait qu'il y existait alors une forte demande de gaz a aidé à soutenir les prix du marché. Cette demande résultait en partie de conditions de sécheresse qui limitaient la disponibilité de l'hydroélectricité, habituellement la source d'électricité la moins coûteuse. En outre, la proximité relative du BSOC par rapport à la Californie permettait de limiter les coûts de transport et d'obtenir des rentrées nettes plus élevées. Le réseau que PGT exploitait à l'époque fonctionnait presque à pleine capacité, ce qui en dit long sur la compétitivité des approvisionnements canadiens par rapport à d'autres sources dont la Californie aurait pu se prévaloir. Suite à la construction de nouveaux gazoducs se rendant jusqu'en Californie, en 1993-1994, et au retour de conditions d'hydraulicité plus proches de la normale, les prix du marché et les rentrées nettes provenant des ventes sur ce marché ont chuté.

En 1986, les exportations vers le Midwest livraient les meilleures rentrées nettes, après traitement et à la frontière internationale, tandis que les ventes au Nord-Est américain donnaient les rentrées nettes après traitement les moins intéressantes. En 1995, c'est le marché du Nord-Est qui offrait les rentrées nettes les plus élevées, pour ce qui est du prix après traitement et à la frontière internationale, en dépit du fait qu'il coûtait plus cher d'y acheminer le gaz à partir du BSOC. Les prix associés à beaucoup d'exportations vers le Nord-Est américain sont soit liés à des indices des prix de l'énergie dans cette région, soit majorés chaque année en vertu d'accords; cela contribue à

²⁷ Les prix calculés à la frontière comprennent les frais de transport au Canada. Par conséquent, des exportations à destination du Nord-Est américain, qui supposent un transport plus long au Canada que des exportations vers la Californie, par exemple, entraînent des prix à la frontière plus élevés. On utilise les prix à la frontière faute de disposer de données fiables sur les prix après traitement pour toutes les ventes de gaz sur des marchés d'exportation.

FIGURE 4.9**Prix à l'exportation du gaz naturel par région***

\$ CAN/gigajoule (nominal)



*Les prix sont calculés à la frontière internationale et comprennent le coût du transport jusqu'au point d'exportation.

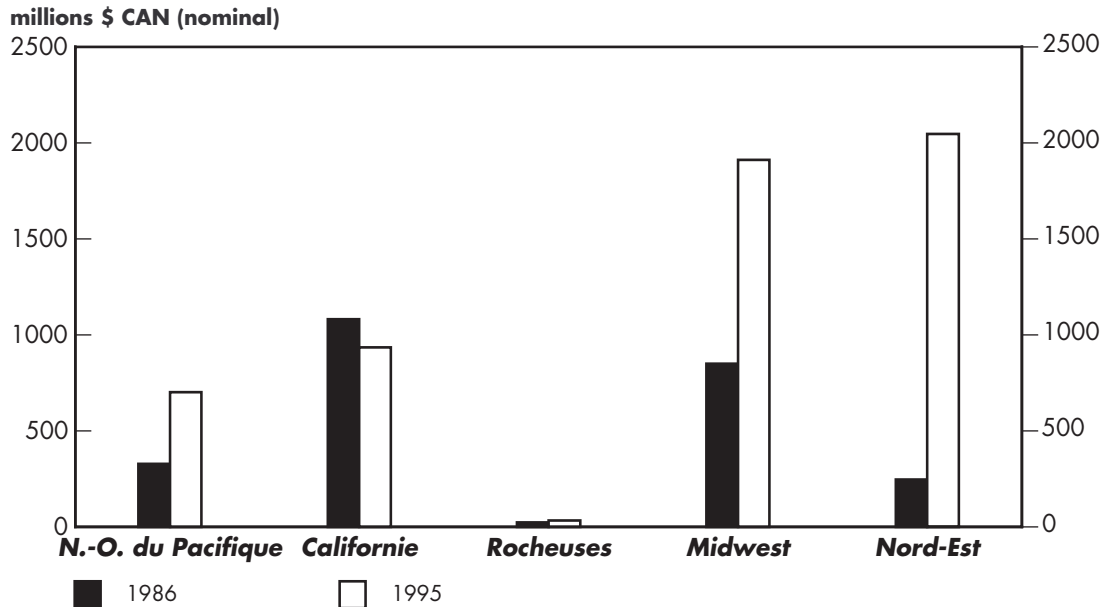
rehausser la valeur du gaz vendu. Récemment, il y a eu une tendance à vouloir relier les prix à l'exportation aux prix du gaz, qui sont dictés par le marché. En 1995, les exportations vers le Nord-Est américain ont généré plus de recettes que les ventes sur d'autres marchés d'exportation aux É.-U., même si le Nord-Est n'est que le troisième marché en importance du point de vue du volume des ventes (figure 4.10).

En 1995, le Midwest venait au deuxième rang des marchés au chapitre des rentrées nettes, tandis que les exportations en Californie livraient les rentrées nettes après traitement les moins bonnes. Une concurrence intense s'exerce sur le marché de la Californie depuis les dernières années, étant donné qu'il a accès à un large choix d'approvisionnements grâce à l'agrandissement récent de divers réseaux de gazoducs. Par ailleurs, le retour à des conditions d'hydraulicité plus ou moins normales en Californie a affaibli la demande de gaz. De plus, les droits supplémentaires imposés aux expéditeurs utilisant les nouvelles installations de PGT ont réduit encore davantage les rentrées nettes associées aux exportations sur le marché californien.²⁸

Clients à l'exportation

Les compagnies pipelinières interétatiques ne représentent plus les principaux acheteurs des exportations canadiennes de gaz. Ce changement découle du décret 636 de la FERC et de décrets antérieurs qui préconisaient une séparation complète des fonctions de vente et de transport des compagnies pipelinières et ordonnaient à ces dernières de se départir de leur rôle marchand. Plusieurs contrats qui avaient été conclus entre des exportateurs canadiens et des compagnies pipelinières ont dû être restructurés suivant divers arrangements.

²⁸ Suite à l'agrandissement du réseau de PGT à la fin de 1993, la FERC a instauré une formule de perception de droits supplémentaires relativement aux services de transport du réseau. C'est ainsi qu'un droit supplémentaire a été appliqué à tout nouveau volume transporté par le réseau afin de recouvrer les frais de construction des nouvelles installations. Les expéditeurs utilisant les installations déjà en place avant le projet d'agrandissement payaient un droit basé sur le coût amorti historique du système existant, lequel correspondait à moins de la moitié du droit supplémentaire.

FIGURE 4.10**Recettes à l'exportation du gaz naturel par région***

*Les prix sont calculés à la frontière internationale et comprennent le coût du transport jusqu'au point d'exportation.

Actuellement, ce sont les compagnies de commercialisation américaines qui représentent les plus gros acheteurs du gaz canadien exporté; celles-ci comptaient pour 47 % de toutes les exportations en 1995. Ce gaz est revendu à divers autres clients, allant de distributeurs locaux à de petits utilisateurs ultimes. Certaines compagnies de commercialisation sont associées à des compagnies canadiennes ou en sont des filiales en pleine propriété.

Durant la dernière décennie, on a observé une croissance rapide des exportations de gaz destinées aux marchés de la production d'électricité. Deux principaux facteurs expliquent ce phénomène. D'abord, le perfectionnement des techniques de cogénération permet de produire de l'électricité plus efficacement à partir du gaz, avec des coûts en capital moins élevés et moins d'émissions. Deuxièmement, le gouvernement fédéral américain a révoqué des dispositions législatives qui restreignaient l'utilisation de gaz naturel par les services d'électricité et les clients industriels, et, de concert avec plusieurs États, a encouragé le développement de la production d'électricité par des établissements autres que des services d'électricité. En conséquence, le gaz naturel a conquis la plus grande part du nouveau créneau pour les combustibles servant à la production d'électricité. En 1995, les exportations de gaz vers le marché de l'électricité représentaient, selon les estimations, de 10 % à 15 % de l'ensemble des exportations.

Les distributeurs locaux ont assumé le rôle d'acheteur dans un grand nombre de cas où des compagnies pipelinières détenaient auparavant les contrats d'achat. Les distributeurs américains ont acheté 33 % de toutes les exportations canadiennes en 1995, contre seulement 11 % en 1986. Comme nous l'avons déjà mentionné dans le présent chapitre, le rôle des distributeurs locaux est en voie de se transformer.

4.3 Pratiques de vente

Les pratiques de vente du gaz ont changé rapidement après l'introduction de la politique de libre-accès et de la vente directe au milieu des années 1980. Un bon nombre de petits commercialisateurs ont vu le jour, en réponse aux nouvelles possibilités qui s'ouvraient sur le marché. Les regroupeurs ont vu s'effriter leur rôle traditionnel, à mesure que les producteurs ont commencé à mettre en marché une partie ou la totalité de leur production ou à recourir à des compagnies de commercialisation. En 1986, 90 % de toutes les exportations de gaz avaient été commercialisés par des compagnies pipelières et des regroupeurs; en 1995, ce pourcentage était tombé à environ 45 %.

Ces dernières années, un meilleur accès aux données de prix, grâce à des sources publiées et aux babillards électroniques, et le fonctionnement généralement plus efficace des marchés ont réduit les marges commerciales liées au commerce du gaz. En conséquence, plusieurs compagnies de commercialisation ont trouvé difficile de soutenir la concurrence et ont fusionné avec d'autres pour créer de plus grosses compagnies. C'est ainsi qu'est apparu un certain nombre de méga-commercialisateurs, qui sont habituellement affiliés à des compagnies des deux côtés de la frontière. Sous l'effet de la rationalisation continue de l'industrie et en vue d'accroître les services à valeur ajoutée, des commercialisateurs de l'énergie, ou courtiers en BTU ont également été créés. Ces compagnies fournissent un éventail de services intégrés en matière d'énergie.

Plusieurs grandes compagnies pipelières se sont restructurées afin d'accroître leur présence dans le secteur de la commercialisation. D'autres compagnies ont plutôt mis l'accent sur des activités en amont, comme la distribution locale; par exemple, Westcoast a fait l'acquisition de Union Gas et de Centra Gas.

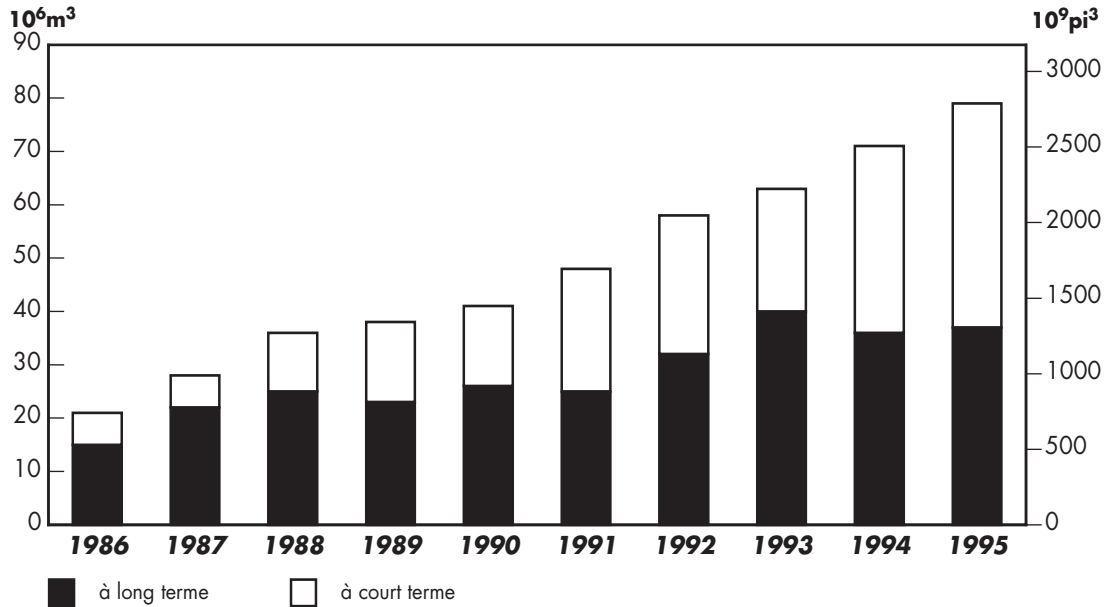
Transition vers un marché à court terme

Avant la déréglementation, presque tout le gaz naturel était vendu à des distributeurs locaux par des compagnies pipelières marchandes, aux termes de contrats à long terme assortis de conditions bien précises. Au cours des dix dernières années, les acheteurs de gaz ont commencé à se soucier moins de la sécurité de leurs approvisionnements en gaz que de la réduction de leurs coûts d'achat. Ce n'est donc pas surprenant de voir que le marché du gaz devient de plus en plus un marché de ventes à court terme. Par exemple, on note une tendance croissante chez les exportateurs de gaz canadien à conclure des ventes à l'exportation en vertu de commandes à court terme. Les exportations à court terme comptaient pour 30 % des exportations en 1986, mais représentaient 53 % de celles-ci en 1995 (figure 4.11).²⁹

Les ventes de gaz interruptibles (c'est-à-dire des ventes à court terme ou sur le marché du disponible où l'approvisionnement peut être interrompu selon les modalités du contrat) sont également à la hausse. Les acheteurs et vendeurs de gaz constatent qu'ils peuvent tirer parti de diverses opportunités offertes sur le marché, y compris les transactions journalières, en se prévalant de services d'appoint assortis au besoin d'un service de stockage. En 1995, les ventes de gaz interruptible représentaient 21 % de l'ensemble des volumes exportés, contre 2 % en 1986.³⁰

²⁹ Des exportations pour des périodes de moins de deux ans sont approuvées par des ordonnances à court terme, et les demandes sont habituellement traitées en moins de 48 heures après leur réception. Les demandes de licences d'exportation portant sur plus de deux ans exigent la tenue d'une audience publique (orale ou par voie de mémoires).

³⁰ L'accroissement de la capacité de stockage en Amérique du Nord au cours des dernières années a contribué au développement de ces pratiques en donnant plus de souplesse aux producteurs pour mettre en marché leurs approvisionnements lorsque les conditions du marché sont favorables.

FIGURE 4.11**Exportations à court et à long terme de gaz naturel**

À la fin des années 1980, le marché du disponible a pris son essor à divers endroits en Amérique du Nord, dont certains sont devenus par la suite d'importants carrefours commerciaux.³¹ Dès 1995, ces marchés du disponible exerçaient une influence considérable sur le prix du gaz à l'échelle du marché. Les prix négociés dans nombre de contrats de vente, y compris des contrats à long terme, sont sensibles aux fluctuations du marché et fixés dans bien des cas par référence à des indices des prix au comptant mensuels pratiqués dans la région en question.

L'établissement d'un certain nombre de contrats à terme a accru l'efficacité des marchés du disponible. Parmi ceux-ci, signalons les contrats à terme de la NYMEX établis au carrefour Henry (Louisiane) et à Keystone (Texas), y compris le tout nouveau contrat à terme de l'Alberta, ainsi que le contrat à terme de la chambre de commerce de Kansas City, au carrefour Waha (Texas). Le prix du gaz naturel étant très volatile, ces contrats à terme, et les instruments dérivés s'y rattachant, constituent pour les acheteurs et les vendeurs un moyen privilégié de se prémunir contre la fluctuation des prix.³²

Qui plus est, les contrats à terme contribuent à la transparence des prix à l'échelle du marché. Aujourd'hui, tous les intervenants peuvent déterminer rapidement la valeur relative du gaz naturel à divers endroits, ce qui permet de vendre le gaz à l'utilisateur final le plus offrant. Des marchés du disponible efficaces aident à garantir un redressement rapide des déséquilibres entre l'offre et la demande à court terme.

Malgré la croissance rapide des ventes à court terme et du marché du disponible, les ventes à long terme demeurent une composante importante des ventes totales. Dans les contrats de vente à long

³¹ Le marché du disponible comprend toutes les transactions de vente visant des périodes de 30 jours ou moins, mais il consiste typiquement en des ventes d'une durée de 30 jours.

³² L'annexe IV offre un aperçu des mécanismes de couverture dont l'industrie canadienne du gaz peut se servir pour réduire les risques associés à la volatilité des prix.

terme, le prix est maintenant très souple et souvent lié à des indices à court terme, si bien que les prix à l'exportation suivent l'évolution du marché du disponible, du moins en partie.³³

Intégration du marché du gaz canado-américain

Dans un marché de concurrence entièrement intégré, le prix du gaz dans une région devrait être différent du prix dans d'autres régions, ne serait-ce qu'en raison du coût du transport. La fluctuation des prix dans une région donnée serait censée être reflétée par des variations similaires dans les autres régions. L'expérience nord-américaine des dix dernières années indique que le marché du gaz n'a cessé, depuis la déréglementation des prix du gaz naturel et l'adoption de la politique de libre-accès aux services pipeliniers, de devenir un marché de plus en plus intégré.³⁴

Le degré d'intégration entre les divers marchés et les diverses régions productrices au Canada et au É.-U. varie avec le temps, en raison du déplacement de la demande, de la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement et de la construction de nouvelles installations pipelinères (figure 4.12). Avant 1993, le marché de l'Alberta n'était pas bien intégré à l'ensemble du marché canado-américain. Un excédent de gaz dans l'Ouest canadien provoquait une concurrence intense entre producteurs de gaz et il en résultait que les prix étaient déterminés essentiellement par les conditions du marché à l'intérieur de la province. La construction de nouvelles installations pipelinères pour transporter le gaz vers des marchés à l'extérieur de la province a permis au gaz de l'Ouest canadien de circuler librement vers d'autres régions et, en 1993 et 1994, le marché de l'Alberta a été bien intégré au reste du marché canado-américain.

En 1995, les liens entre la partie Ouest et la partie Est du marché ont commencé à faiblir et, à l'hiver de 1995-1996, une démarcation nette était apparue entre les deux régions. On a pu voir l'ampleur de cette division en février 1996 lorsqu'une vague de froid prolongée dans l'Est a fait grimper à 4,62 \$ US/10⁶BTU les prix moyens du gaz au carrefour Henry, tandis que le prix à Empress n'a atteint en moyenne que 1,15 \$ US/10⁶BTU. Les prix dans l'ouest des États-Unis sont demeurés modiques, ce qui dénote que le marché de l'Alberta était encore étroitement lié à ces marchés.

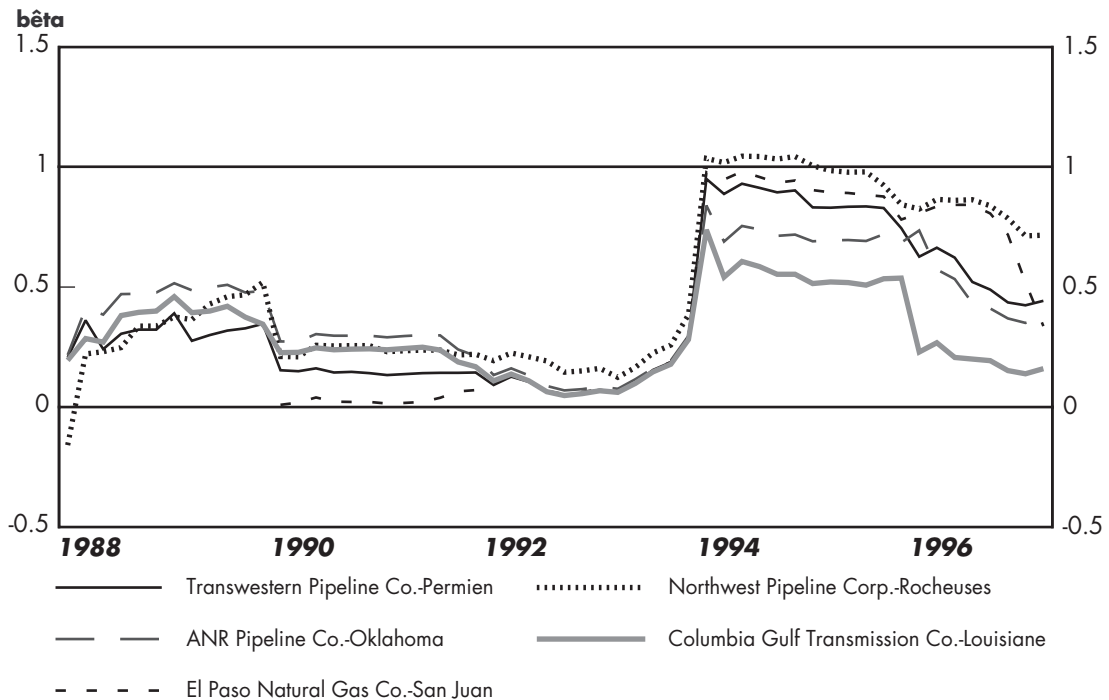
Les données accessibles sur les prix de 1996 indiquent que les liens entre le marché de l'Alberta et les régions productrices de l'Ouest américain ne sont plus aussi étroits qu'auparavant (figure 4.12). Cela peut tenir au fait que des volumes additionnels de gaz sont maintenant acheminés vers les marchés de l'Est américain à partir des bassins San Juan et Permien, situés dans l'Ouest américain. Une autre cause peut être l'insuffisance de la capacité d'acheminement en Alberta, par rapport à la capacité de production.

L'augmentation de la capacité pipelinère peut favoriser l'intégration des marchés des diverses régions, mais il y aura sans doute toujours une certaine régionalisation du marché canado-américain. Le lancement de contrats à terme gérés dans l'Ouest, dont celui de la NYMEX établi en Alberta, vise à tenir compte de ces particularités régionales.

En dépit d'une certaine régionalisation des marchés, le caractère homogène de la marchandise gaz naturel a permis l'essor d'un marché du gaz naturel à la fois vaste et concurrentiel. En effet, on peut opérer des échanges de gaz naturel pour les besoins de contrats de vente sans avoir à livrer

³³ Pour plus d'informations sur les pratiques liées aux contrats à long terme d'exportation de gaz canadien, le lecteur peut se reporter au rapport intitulé *Contrats à long terme pour le gaz naturel canadien - Mise à jour*, que l'Office publiera dans les prochains mois.

³⁴ Le rapport *Convergence des prix dans les marchés nord-américains du gaz naturel*, publié par l'Office en décembre 1995, offre une analyse plus approfondie de l'intégration du marché du gaz naturel en Amérique du Nord.

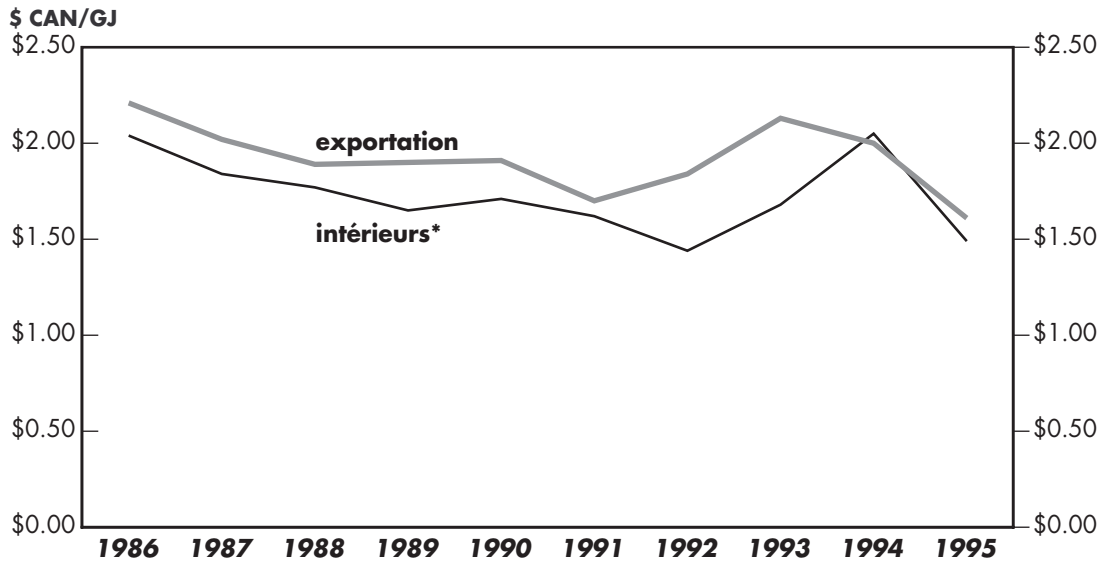
FIGURE 4.12**Intégration des marchés du gaz naturel du Canada et des États-Unis**

physiquement le gaz d'un fournisseur en particulier. Les fournisseurs peuvent prendre des arrangements entre eux en vue de livrer du gaz à divers marchés, en contrepartie de la desserte de leurs propres marchés par d'autres fournisseurs. Aujourd'hui, un commercialisateur dont le siège se trouve à Calgary peut vendre du gaz canadien sur les marchés de la Floride sans que le gaz y soit réellement acheminé. C'est donc dire que le marché canado-américain est beaucoup plus intégré qu'il ne l'était il y a dix ans déjà.

Prix du gaz naturel sur les marchés intérieur et d'exportation

Les prix moyens que les acheteurs canadiens et acheteurs américains paient respectivement pour le gaz de l'Alberta sont aussi un indice du niveau d'intégration du marché canado-américain du gaz naturel (figure 4.13). Une des prémisses sous-jacentes à la MACM, adoptée par l'Office, est celle de savoir que tous les acheteurs, dans le contexte d'un marché de concurrence déréglementé, devraient avoir accès au gaz de source canadienne à des conditions similaires, prix inclus. Il ressort de la figure 4.13 que, pendant la plus grande partie de la dernière décennie, les acheteurs canadiens ont payé moins pour le gaz de l'Alberta que d'autres acheteurs, bien que les prix se rapprochent depuis les deux dernières années.

Une des causes de l'écart de prix noté au début de la période réside dans les attentes différentes qu'avaient les participants aux divers marchés; ces attentes, en l'absence des mécanismes de communication des prix qui existent aujourd'hui, ont donné lieu à l'établissement de prix fixes pour des contrats de durée déterminée. En outre, les prix payés par les distributeurs locaux de l'Est canadien étaient fixés à la frontière de l'Alberta, pour l'essentiel, tandis que les prix à l'exportation étaient déterminés à divers endroits (typiquement le long de la frontière internationale) et à l'aide de différents mécanismes d'ajustement de prix, y compris des indices basés sur les prix d'un ensemble de combustibles. La différence relative au taux de change a accentué l'écart entre les

FIGURE 4.13**Prix moyen annuel à la frontière de l'Alberta**

*Les prix intérieurs comprennent les ventes faites en Alberta.

Source : ministère de l'Énergie de l'Alberta

deux lignes de prix, lequel aurait été moindre si les prix demandés pour les ventes au Canada et à l'exportation avaient été établis en dollars US.

Les indices utilisés aujourd'hui reposent principalement sur la devise américaine, ce qui réduit l'écart de prix attribuable aux fluctuations du taux de change. Ce fait, combiné à l'utilisation d'indices similaires pour certaines autres ventes sur le marché intérieur, a contribué à rapprocher les prix intérieurs des prix à l'exportation (calculés à la frontière de l'Alberta).

4.4 Interaction entre le marché des services de transport et les marchés du gaz

Le prix du gaz naturel varie d'une région à l'autre sous l'effet de l'évolution de l'offre et de la demande locales, qui dépendent notamment de facteurs comme les changements de température. Quand les prix grimpent dans une région, cela indique que cette région a besoin de plus de gaz. Les vendeurs veulent vendre leur gaz dans la région où il commande les prix les plus élevés. Un changement dans le rapport entre les prix des diverses régions, soit la différence de prix, constitue pour les participants au marché une indication précieuse de la valeur des services de transport assurés d'une région à l'autre à l'échelle du continent.

Toute variation dans les écarts de prix influe sur l'ensemble du marché du gaz canado-américain. Les commercialisateurs ajustent leurs portefeuilles de ventes, modifient leurs priorités et adaptent les expéditions à l'évolution des prix locaux. De la même façon, les acheteurs, soucieux de réduire leurs coûts au minimum, tentent d'avoir accès aux régions où le gaz est meilleur marché. Pour avoir accès au marché le plus offrant, les participants au marché soumissionnent pour obtenir une capacité de transport. L'écart entre les prix du marché du gaz disponible à deux endroits différents influe sur le niveau des soumissions pour les services de transport, d'où l'existence d'un lien important entre le marché des services de transport et celui du gaz. En raison de cette interaction,

les réseaux de transport font partie intégrante de la dynamique du marché du gaz naturel. Les parties qui disposent d'une capacité de transport peuvent s'en servir elles-mêmes pour acheminer du gaz ou peuvent la vendre à une autre partie intéressée pour qui elle revêt une plus grande valeur. Ainsi, un bon nombre de transactions sur le marché du gaz naturel s'assortissent de la vente de droits d'accès à la capacité pipelinère.

Quand les écarts de prix obéissent à des tendances durables, ils peuvent provoquer un ajustement à long terme du marché. Par exemple, le marché du gaz de la Californie, avant 1993, était un de ceux où le gaz commandait les prix les plus élevés sur tout le continent. En 1991, le prix du gaz à la frontière de la Californie dépassait le prix de la NYMEX de 0,50 \$ US/10⁹pi³ et le prix de l'Alberta de 0,98 \$ US/10⁹pi³. En raison de la persistance d'écarts de prix importants et parce qu'on prévoyait une croissance de la demande, l'industrie a lancé plusieurs projets en 1992 et 1993, dont les projets d'agrandissement des pipelines ANG/Foothills et PGT. Suite à l'augmentation des approvisionnements en gaz accessibles à la Californie, le prix du gaz a chuté sur le marché californien par rapport à d'autres marchés. En 1995, le prix à la frontière de la Californie était de 0,26 \$ US/10⁹pi³ de moins que le prix de la NYMEX, soit une variation de plus de 0,75 \$ US/10⁹pi³ par rapport à l'écart de prix qui existait en 1991. De la même façon, le prix en Californie ne dépassait plus que de 0,49 \$ US/10⁹pi³ le prix de l'Alberta, soit la moitié de l'écart de 1991.

Ainsi, l'évolution des prix régionaux déclenche une série d'adaptations autant dans le marché du gaz que dans celui des services de transport. Cette situation donne plus de choix aux participants au marché pour adapter leurs portefeuilles de ventes ou d'achats, et accroît la flexibilité du système de livraison du gaz. Un des grands avantages de cette souplesse accrue, c'est la possibilité d'adapter constamment les ventes de gaz et les livraisons physiques de manière à réduire au minimum ce qu'il en coûte pour acheminer le gaz aux consommateurs, tout en assurant une marge de profit aux commercialisateurs. De temps à autre, des contraintes de capacité peuvent survenir entre deux régions, et cela réduit la marge de manoeuvre des participants. Or, même en cas de contraintes temporaires, les réseaux pipeliniers sont utilisés de façon optimale.

4.5 Récapitulation et questions d'actualité

Le marché du gaz naturel a subi de profonds changements au cours de la dernière décennie. Le gaz naturel est aujourd'hui un produit que l'on peut vendre et acheter à court terme sur un marché du disponible doté d'une très grande transparence. L'essor du marché du disponible et des marchés à terme s'y rattachant, conjugué à l'amélioration des moyens de transport du gaz, a rehaussé l'efficacité du marché du gaz.

La place des regroupements sur le marché s'est amenuisée, au profit des compagnies de commercialisation qui ont pris en main une grande partie des ventes. Après le foisonnement de petites compagnies de commercialisation au lendemain de la déréglementation, des méga-commercialisateurs sont apparus dans les dernières années et jouent un rôle croissant dans le commerce du gaz. Un certain nombre de compagnies pipelinères se livrent encore au commerce du gaz, le plus souvent par l'intermédiaire de filiales vouées au marketing.

La consommation de gaz au Canada n'a cessé de croître durant les dix dernières années, et cette croissance a été particulièrement forte dans le secteur industriel. La chute marquée des prix à la tête du puits s'est traduite par une baisse importante du prix du gaz livré aux utilisateurs industriels. Cependant, les utilisateurs ultimes des secteurs résidentiel et commercial dans l'Est canadien n'ont bénéficié que d'une baisse modeste des prix, notamment à cause de la hausse des coûts de distribution.

Les exportations canadiennes de gaz naturel ont affiché une croissance spectaculaire ces dix dernières années, ayant presque quadruplé par rapport à 1986. De la même façon, les recettes d'exportation ont plus que doublé depuis 1986, atteignant 5,5 milliards \$. Le Nord-Est américain est devenu un marché de première importance pour le gaz naturel canadien; il a compté pour 24 % des ventes à l'exportation en 1995 et a procuré aux fournisseurs les rentrées nettes les plus élevées de tous les marchés. Ces rentrées nettes plus élevées dans le Nord-Est américain s'expliquent en partie par la démarcation qui est apparue entre l'Ouest et l'Est du marché canado-américain : l'Ouest se caractérise par un excédent d'offre et des prix moins élevés, tandis que la situation inverse prévaut dans l'Est.

Malgré cette récente démarcation est/ouest des prix, le marché nord-américain du gaz est devenu dans les dix dernières années un marché de plus en plus intégré. L'utilisation croissante de contrats à terme et l'augmentation des ventes sur le marché du disponible ont contribué à l'harmonisation des pratiques de vente et d'achat des deux pays. La convergence des prix payés à la frontière de l'Alberta par les acheteurs canadiens et américains, au cours des deux dernières années, constitue une autre preuve de cette intégration.

Selon les données disponibles, les acheteurs canadiens ont payé pour le gaz de l'Alberta des prix égaux ou inférieurs, en moyenne, aux prix payés pour le gaz albertain vendu à l'exportation. Ce fait, combiné à une concurrence accrue et à l'existence d'un vaste choix d'approvisionnements, dénote que le marché a généralement permis aux Canadiens d'obtenir le gaz dont ils avaient besoin à un prix équitable. S'il est vrai que le marché intérieur du gaz a bien fonctionné depuis la déréglementation, il n'en demeure pas moins que les organismes de réglementation provinciaux ont encore à prendre des décisions importantes au sujet de la place qui devrait revenir aux distributeurs locaux dans un marché déréglementé et de la mesure où leurs divers services devraient être offerts comme autant de services distincts.

Producteurs et commercialisateurs sont confrontés aujourd'hui à un certain nombre de problèmes, dont le manque perçu d'une capacité pipelinère suffisante au Canada pour assurer le transport du gaz jusqu'à la frontière internationale. Le prix relativement bas du gaz dans l'Ouest canadien rend les marchés du Midwest et du Nord-Est américain de plus en plus attrayants.

Le mouvement amorcé aux É.-U. en vue de déréglementer les marchés de l'électricité pourrait avoir des répercussions considérables sur les marchés d'exportation du gaz naturel. Toutefois, l'incertitude subsiste quant à savoir avec quelle rapidité ces marchés s'ouvriront à la concurrence et quelles en seront les conséquences à court et à long terme sur les ventes de gaz. Il est bien entendu que le gaz naturel sera en concurrence avec d'autres combustibles pour s'approprier une part du marché d'électricité.

RAPPORTS ANTÉRIEURS DE L'OFFICE - ÉVALUATION DU MARCHÉ DU GAZ NATUREL

1. **Évaluation du marché du gaz naturel**, Octobre 1988

Le rapport fournit une description de la structure et du fonctionnement du marché du gaz canadien après la déréglementation des prix du gaz naturel et la mise en oeuvre du libre-accès sur les réseaux pipeliniers canadiens.

2. **Évaluation du marché du gaz naturel**, Octobre 1989

Le rapport fournit une mise à jour de la structure et du fonctionnement du marché du gaz naturel canadien. Il porte sur les grands changements survenus depuis la diffusion du rapport d'octobre 1988. Il comprend aussi une évaluation à court terme de la perspective en matière d'approvisionnement, de demande et de prix.

3. **Évaluation du marché du gaz naturel, Contrats à long terme d'approvisionnement en gaz naturel canadien**, Août 1992

Le rapport fournit une description exhaustive et une analyse des changements qui se sont produits dans l'établissement des contrats de ventes de gaz naturel sur les marchés canadien et de l'exportation de 1985 à 1991.

4. **Évaluation du marché du gaz naturel, Évolution récente de la conjoncture sur le marché canadien du gaz naturel : Mécanismes**, Novembre 1993

Le rapport décrit la réaction du marché du gaz naturel, du point de vue des acheteurs et des vendeurs de gaz canadien, ainsi que les difficultés en matière de productibilité qui sont survenues, surtout durant l'hiver 1992/1993.

5. **Évaluation du marché du gaz naturel, Approvisionnement en gaz naturel, Ouest canadien : Évolution récente (1982-1992); Perspectives de productibilité à court terme (1993-1996)**, Novembre 1993

Le rapport résume les développements qui étaient survenus à cette époque en matière d'approvisionnement en gaz canadien et il fournit une analyse de la productibilité à court terme pour les années 1993-1996.

6. **Évaluation du marché du gaz naturel, Convergence des prix dans les marchés nord-américains du gaz naturel**, Décembre 1995

Le rapport utilise une analyse statistique unique pour évaluer le degré d'intégration des marchés du gaz naturel au Canada et aux États-Unis depuis la déréglementation.

SIGNAUX DE PRIX LIÉS AUX AGRANDISSEMENTS DE GAZODUCS

Le marché secondaire nous renseigne de façon utile sur le besoin d'agrandir ou de prolonger les gazoducs. L'écart de prix du gaz entre deux endroits permet de mesurer la valeur du transport entre ces endroits. S'il dépasse constamment le droit réglementé applicable au transport par gazoduc, l'expéditeur qui détient la capacité sur ce gazoduc peut en tirer profit en acheminant le gaz à l'endroit le plus payant. L'expéditeur sera disposé à appuyer l'agrandissement d'un gazoduc en fonction de l'écart de prix, actuel et futur, par rapport au droit applicable au transport par gazoduc, actuel et futur.

Les écarts de prix entre le prix à la frontière de l'Alberta et le prix dans d'autres régions de l'Amérique du Nord éclairent la situation, plus particulièrement celle qui prévalait à la fin de 1995 et au début de 1996. Pour illustrer les principales régions de l'Amérique du Nord qui consomment du gaz, trois points de livraison spécifiques sont examinés : Malin pour la Californie, Chicago pour le Midwest et Niagara pour le marché de l'Est. Ces trois marchés peuvent tous être alimentés par le gaz naturel provenant du BSOC et acheminé par les gazoducs existants.

La figure A-1 indique l'écart de prix du disponible entre Kingsgate (C.-B.) et Malin, qui se trouve à la frontière entre l'Oregon et la Californie. Les droits réglementés applicables au service garanti sur PGT sont aussi indiqués. Les lignes FTS-1 et T-3 représentent les droits payés par les expéditeurs avant et après l'agrandissement, respectivement. Depuis le prolongement du gazoduc PGT jusqu'à Malin en décembre 1993, le droit réglementé a dépassé l'écart de prix du disponible de 0,08 \$ US/10⁶BTU en moyenne pour les expéditeurs d'avant le prolongement, et de 0,28 \$ US/10⁶BTU pour les expéditeurs après le prolongement.

L'écart de prix du disponible entre Chicago et l'Alberta connaît des fluctuations plus grandes, comme en témoigne la figure A-2. Toutefois, les grandes fluctuations observées au début des années 1990 semblent avoir disparu récemment. Depuis janvier 1995, l'écart de prix à Chicago a atteint en moyenne 1,09 \$ US/10⁶BTU par rapport au droit applicable au transport par les réseaux TransCanada, Viking et ANR, qui atteignait en moyenne 0,66 \$ US/10⁶BTU, et au droit applicable au transport par les réseaux Foothills, Northern Border et Natural, qui atteignait en moyenne 0,76 \$ US/10⁶BTU.

FIGURE A-1

Différence de prix et droits pipeliniers : Malin par rapport à Kingsgate

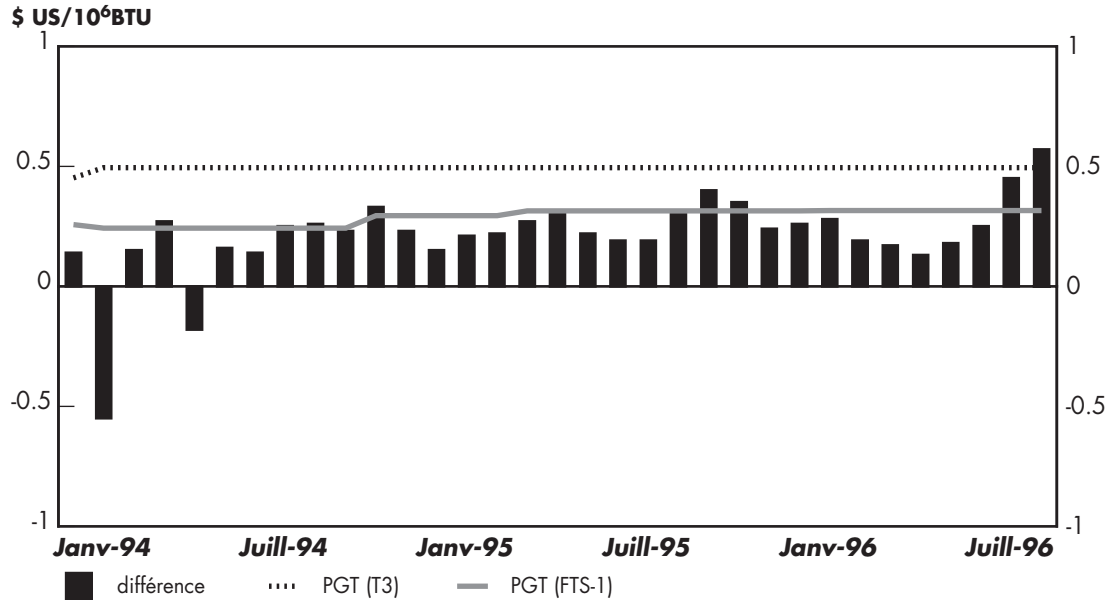


FIGURE A-2

Différence de prix et droits pipeliniers : Chicago par rapport à l'Alberta

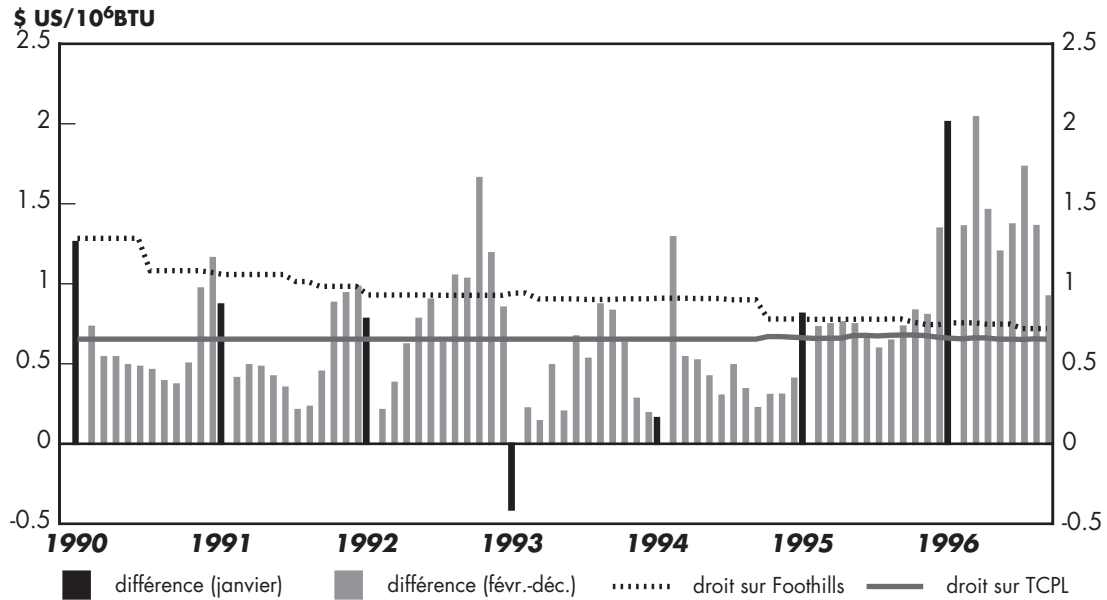
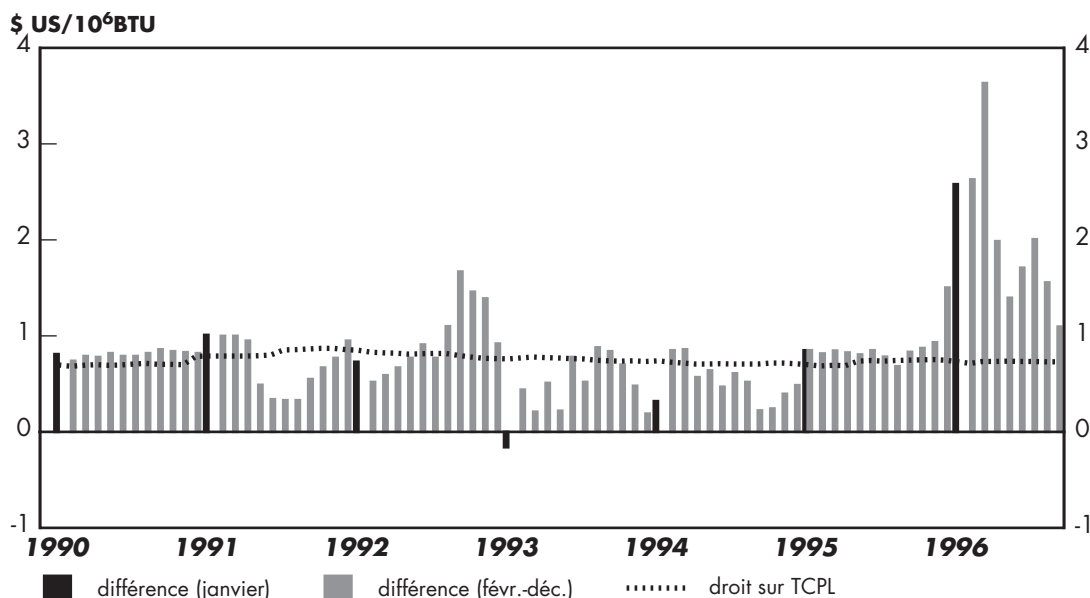


FIGURE A-3

Différence de prix et droits pipeliniers : Niagara par rapport à l'Alberta



La figure A-3 illustre les écarts de prix du disponible entre la frontière de l'Alberta et les marchés de l'Est, représentés ici par le point d'exportation de Niagara à la limite entre l'Ontario et l'État de New York.³⁵ Depuis 1990, l'écart de prix a atteint en moyenne 0,87 \$ US/10⁶BTU par rapport au droit applicable au service garanti sur le réseau TransCanada, qui est de 0,75 \$ US/10⁶BTU. À l'instar du marché de Chicago, l'écart entre le prix à Niagara et le droit applicable au transport par pipeline s'est récemment élargi. Depuis janvier 1995, l'écart de prix à Niagara a atteint en moyenne 1,39 \$ US/10⁶BTU par rapport au droit moyen applicable au transport par gazoduc, qui atteignait 0,73 \$ US/10⁶BTU. Cela est attribuable aux prix du disponible très élevés dans l'Est en raison de l'élargissement considérable dans l'écart des prix depuis décembre 1995.

Cette simple analyse nous permet de tirer quelques conclusions. Depuis janvier 1995, la valeur de la capacité pipelinère pour le transport du gaz vers l'Est a été plus élevée que les droits réglementés. Par contraste, la valeur de la capacité pipelinère pour le transport du gaz vers la Californie a été moins élevée que les droits réglementés. Cela suggère qu'il était plus payant de détenir de la capacité pipelinère pour livrer le gaz aux marchés de l'Est. Toutefois, il est à noter que près de la moitié du gaz canadien exporté continue d'être acheminé en vertu de contrats à long terme. En vertu de ces contrats, les prix peuvent être insensibles aux fluctuations à court terme du marché du disponible. Néanmoins, des conditions persistantes sur le marché du disponible peuvent influencer sur les contrats à long terme qui font actuellement l'objet de négociations. Étant donné que la valeur de la capacité a dépassé le droit réglementé pour l'acheminement du gaz vers les marchés du Midwest et du Nord-Est, il n'est pas surprenant que tous les agrandissements de gazoducs proposés à partir du Canada aient pour objectif l'accès à ces marchés.

³⁵ Niagara a été retenu parce que ce point d'exportation nous renseigne sur les marchés du centre du Canada ainsi que sur ceux du Nord-Est des É.-U. La même tendance serait observée pour tout grand point de livraison dans l'Est.

ÉVOLUTION DES POLITIQUES SUR LES MARCHÉS CAPTIFS AU CANADA

Colombie-Britannique

En 1988, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières (MÉM RP) a publié un document intitulé *British Columbia Natural Gas Core Market Policy* (Politique sur les marchés captifs du gaz naturel en Colombie-Britannique), et la British Columbia Utilities Commission (BCUC) a établi les règles en vertu desquelles les clients captifs pourraient acheter du gaz directement des producteurs et des commercialisateurs. Les clients des secteurs commercial et résidentiel avaient besoin d'un portefeuille d'approvisionnements diversifiés et un approvisionnement moyen renouvelable de 5 et 15 ans, respectivement. Ces besoins et les problèmes d'accès au réseau Westcoast ont amené les clients captifs à ne pas acheter de gaz par achat direct. En 1992, très peu de ventes directes avaient lieu dans la province.

En 1992, le MÉM RP a réexaminé la politique sur les marchés captifs et l'a remplacée par une politique sur les approvisionnements intérieurs. Avant la mise en oeuvre des nouvelles règles, la BCUC a tenu une audience générique. Elle a exigé que les vendeurs obtiennent une licence, garantissent par cautionnement la livraison du gaz, se conforment à un code de conduite, maintiennent un approvisionnement renouvelable de quatre ans et utilisent un contrat type d'achat de gaz. Les distributeurs locaux ont été tenus d'offrir des contrats d'achat/revente aux clients captifs à partir du 1^{er} mai 1993 et un service de transport à partir de novembre 1993.

En 1994, la BCUC a effectué un réexamen des livraisons faites aux termes de contrats d'achat/revente passés avec le marché captif. En 1995, elle a décidé qu'il suffirait qu'un approvisionnement d'un an, plutôt que de quatre ans, soit maintenu et elle a permis que les livraisons aux termes de contrats d'achat/revente commencent au début d'un mois donné sur préavis de 60 jours. Ces changements ont accru la flexibilité de transaction, permettant ainsi aux clients de retenir de nouveaux approvisionnements durant l'année contractuelle.

Alberta

L'Alberta a été la dernière province à permettre des achats directs aux clients captifs. En 1993, le ministère de l'Énergie de l'Alberta a publié un document de travail sur des propositions de politique sur les marchés captifs en Alberta. Après la tenue de consultations exhaustives avec l'industrie, un nouveau règlement a été adopté en 1995. Les clients captifs ont maintenant la possibilité de continuer à s'approvisionner chez les distributeurs locaux ou d'acheter leur gaz d'un autre fournisseur. Les clients desservis par les coopératives rurales ne sont pas touchés par le nouveau règlement.

Lorsque le réseau de distribution du gaz appartient à une municipalité, la décision de permettre des ventes directes à des clients captifs est prise au niveau local.

En 1995, Canadian Western Natural Gas et Northwestern Utilities Limited ont proposé que le service de transport et d'achat/revente soit offert aux clients captifs. L'ÉUB a approuvé ce changement au début de 1996, et quelques petites ventes directes ont commencé.

Les vendeurs faisant des transactions directes doivent obtenir une licence et garantir par cautionnement la livraison du gaz en Alberta; un code de conduite sera mis en oeuvre très bientôt.

Saskatchewan

Il n'y a pas de politique officielle concernant les marchés captifs en Saskatchewan. Les clients captifs peuvent acheter leur gaz directement et le faire transporter dans le cadre d'un service-T. Toutefois, ils doivent payer un supplément pour les arrangements d'appui sur le réseau TransGas. À l'heure actuelle, les clients captifs n'ont pas fait d'achats directs parce que les frais liés aux ventes directes annulent toute économie potentielle.

Manitoba

À l'heure actuelle, les clients captifs peuvent effectuer des achats directs, soit en vertu d'un contrat d'achat/revente, soit dans le cadre d'un service-T. Les ACC du Manitoba doivent s'inscrire auprès de la Régie des services publics du Manitoba, payer des frais d'inscription et fournir un approvisionnement minimal renouvelable de deux ans.

Ontario

Les clients captifs de l'Ontario ont pu acheter du gaz directement des fournisseurs depuis peu après la déréglementation, soit en vertu d'un contrat d'achat/revente, soit dans le cadre d'un service-T. À partir de 1991, les ventes directes aux clients captifs de l'Ontario ont augmenté rapidement.

Les trois distributeurs de l'Ontario se préoccupaient de savoir si les clients captifs pourraient prendre des décisions éclairées pour assurer la sécurité de leur approvisionnement. En 1992, des conditions minimales d'approvisionnement (CMA) ont été imposées aux clients captifs, ainsi qu'un code de conduite aux ACC vendant le gaz. Les négociations concernant les conditions minimales ont eu lieu entre les parties intéressées sous les auspices du Comité d'achat direct de l'Association ontarienne du gaz naturel. En 1993, un certain nombre de questions se sont posées relativement à la mise en oeuvre des CMA et de leur impact sur les achats directs. La CÉO a réagi en tenant un atelier et une audience publique pour examiner les questions relatives à l'achat direct de gaz naturel.

Dans sa décision rendue en 1993, la CÉO a jugé qu'elle n'avait pas compétence pour exiger que les ACC obtiennent une licence et garantissent par cautionnement la livraison en Ontario. En outre, elle a laissé les participants au marché débattre un certain nombre de questions. Après l'audience de 1993, un Comité d'achat direct de l'industrie, regroupant des distributeurs locaux et des participants au marché, a été créé pour résoudre ces questions. En 1994, les CMA ont été levées et de nouvelles conditions en matière d'approvisionnement ont été adoptées. À l'heure actuelle, deux options s'offrent aux ACC : ils peuvent passer un contrat d'approvisionnement garanti d'un an, assorti d'un service de transport; ou encore, ils peuvent ne pas offrir de sécurité d'approvisionnement, mais s'engager à utiliser tous les moyens raisonnables pour atténuer l'impact potentiel sur

les clients du secteur résidentiel en cas d'interruption dans l'approvisionnement. En outre, une durée minimale d'un an, assortie d'un préavis de 60 jours, a été adoptée pour les clients qui choisissent de revenir s'approvisionner chez un distributeur local. Le Comité a convenu d'établir un organisme chargé d'élaborer un nouveau code de conduite et un mécanisme de résolution de conflits contractuels.

Québec

En 1993, la Régie du gaz naturel (Régie) a tenu une audience publique pour examiner un projet de politique sur le gaz naturel mis de l'avant par Gaz Métropolitain inc. Dans sa décision, elle a aboli la formule d'achat/revente parapluie en place depuis 1988 et l'a remplacée par un contrat type d'achat/revente. Il a aussi été convenu que l'engagement à maintenir un approvisionnement minimal renouvelable de cinq ans que devaient prendre les fournisseurs envers le marché captif était raisonnable. En outre, une durée minimale d'un an, assortie d'un préavis de 60 jours, a été adoptée pour les clients qui choisiraient de revenir s'approvisionner chez un distributeur local. En dernier lieu, la Régie a incité les participants au marché à former un comité chargé d'élaborer un code de conduite.

INSTRUMENTS FINANCIERS ET OPÉRATIONS DE COUVERTURE

Le prix du disponible du gaz naturel est parmi les plus volatiles de tous les produits.³⁶ Comme on peut le constater au tableau A.1, le prix du gaz au carrefour Henry a connu une volatilité de 20,3 % entre septembre 1991 et décembre 1995; cette volatilité était donc plus grande que celle des autres produits. Le prix du gaz naturel au Canada, dont la volatilité est de 37 %, est donc encore plus instable qu'aux É.-U. L'écart moyen du prix du gaz à Empress est de dix cents plus élevé qu'au carrefour Henry (0,47 \$ US/10³pi³ par rapport à 0,37 \$ US/10³pi³).

T A B L E A U A . 1

***Volatilité des prix des produits - sept. 1991 à déc. 1995
(écart-type divisé par la moyenne, en pourcentage)***

gaz naturel à Empress	gaz naturel au carrefour Henry	pétrole brut WTI	mazout résiduel, S ₂ inférieur à 1 %
37 %	20,3 %	10,6 %	9,5 %

En raison de la volatilité élevée du prix du gaz naturel, les acheteurs et les vendeurs sont exposés au risque d'une fluctuation des prix. Même lorsqu'ils signent des contrats à long terme, ils demeurent parfois exposés à ce risque car ces contrats sont souvent liés aux prix du disponible. Plus grande est la volatilité du prix du gaz, plus grand est le besoin d'atténuer le risque. Par exemple, un vendeur de gaz peut devoir garantir un flux de revenu provenant des ventes de gaz en maintenant un prix acceptable, tandis qu'un acheteur de gaz peut vouloir se protéger d'un prix trop élevé. Dans les deux cas, le fait de se protéger des effets d'une fluctuation des prix se nomme opération de couverture.

Dans l'industrie du gaz naturel, l'un des principaux développements qui a rehaussé l'aptitude des participants à réduire leur risque a été le lancement des contrats à terme à la NYMEX en 1990.³⁷ Le contrat à terme NYMEX en soi ne fournit aux producteurs canadiens qui souhaitent se protéger des fluctuations de prix qu'une protection limitée, car un risque de base important continue d'exister. Dans le cas d'un producteur de l'Ouest, le risque est le résultat du rapport instable entre le prix du gaz dans l'Ouest (c.-à-d. en Alberta) et le prix NYMEX.

³⁶ Dans la présente annexe, nous mesurons la volatilité du prix d'un produit comme écart-type par rapport au prix moyen, divisé par le prix moyen sur un intervalle donné, puis converti en pourcentage.

³⁷ Un contrat à terme de la NYMEX est un engagement à livrer ou prendre une quantité précise de gaz au carrefour Henry (Louisiane) à une échéance donnée. Un marché à terme a deux fonctions principales : il fournit un moyen de découverte des prix dans l'avenir et il permet aux parties de mieux gérer le risque, ce qui accroît le fonctionnement efficace du marché.

De date plus récente, la chambre de commerce de Kansas City et NYMEX ont introduit de nouveaux contrats à terme, assortis de points de livraison dans l'ouest du Texas, qui sont censés refléter les conditions du marché dans l'Ouest. Bien qu'il semble que ces contrats puissent représenter, pour les producteurs canadiens, un meilleur instrument de couverture que le contrat à terme au carrefour Henry, le risque de base apparaît toujours notable. En réponse à l'intérêt manifesté par un certain nombre de parties à l'égard de la création d'un contrat à terme assorti d'un point de livraison en Alberta, la NYMEX a reçu des organismes de réglementation américains l'autorisation de créer un tel contrat. Le contrat à terme de l'Alberta a commencé à faire l'objet de transactions en septembre 1996.

En plus d'utiliser les échanges à terme seulement, il existe d'autres moyens de se protéger du risque, y compris la vente à prix fixe, les instruments hors bourse comme les options ou le troc, et d'autres instruments plus exotiques comme les options d'échange. Alors que le recours à des instruments dérivés de base se répand au Canada, à l'heure actuelle l'utilisation la plus commune des instruments dérivés au Canada se limite à des instruments plus fondamentaux.

Pour conclure, les options de couverture sont un moyen efficace pour les vendeurs et les acheteurs d'atténuer le risque lié aux fluctuations défavorables des prix. Bien que le marché du gaz soit devenu très compétitif dans les dernières années, il demeure une fragmentation qui limite l'efficacité des instruments de couverture, comme ceux de la NYMEX, pour les producteurs canadiens. L'industrie a réagi en développant de nouveaux produits, comme les instruments hors bourse, et en ouvrant des bourses à d'autres endroits.

Additions aux réserves (reserves additions)	Accroissement des réserves établies en raison de la découverte de nouveaux gisements et révisions apportées aux estimations des réserves des gisements établis.
Base tarifaire (rate base)	Montant d'investissement duquel il est permis de gagner un rendement. La base tarifaire comprend ordinairement la valeur des installations en service, plus une provision pour le fonds de roulement.
Capacité de production (productive capacity)	Taux estimatif de production du gaz naturel à partir d'un puits, d'un gisement ou d'une autre formation, sans égard à la demande, en tenant compte des caractéristiques du gisement, des facteurs économiques, des limites en matière de réglementation, de la faisabilité de forages intercalaires ou d'installations additionnelles de production, de l'existence d'installations de traitement et de collecte et des pertes éventuelles attribuables aux pannes et aux révisions des installations.
Carrefour (hub)	Lieu où un nombre élevé d'acheteurs et de vendeurs négocient le gaz naturel et où le gaz peut être livré.
Clause de prise obligatoire (take-or-pay provision)	Disposition contractuelle en vertu de laquelle un acheteur consent à payer pour un volume spécifié de gaz naturel au cours d'une période, qu'il en prenne livraison ou non (se nomme aussi clause de prise ferme).
Compagnie pipelinière marchande (merchant pipeline)	Avant la déréglementation, compagnie pipelinière qui achetait tout le gaz que lui livraient les producteurs et le transportait pour le revendre aux marchés en aval.
Coût du service (cost of service)	Coût total de prestation du service. Il comprend les dépenses d'exploitation et d'entretien, la dépréciation, l'amortissement, l'impôt et le rendement de la base tarifaire. En général, le coût du service d'une compagnie pipelinière correspond à son besoin en recettes.
Droit supplémentaire (incremental toll)	Droit calculé d'après une méthode selon laquelle le coût du capital et les dépenses d'exploitation de nouvelles installations sont tenus séparés des coûts propres aux installations déjà en place. Il est conçu de façon à ce que les expéditeurs actuels paient un droit qui reflète le coût du service lié aux installations déjà en place, alors que les «nouveaux» expéditeurs paient un droit qui reflète le coût du service lié aux nouvelles installations.

Échange (swap)	Opération par laquelle des parties conviennent des rentrées futures. Par exemple, un échange prix fixes/prix flottants est la différence entre une gamme de prix fixes et une gamme de prix basée sur un indice, comme celui de la NYMEX.
Échange d'option (swaption)	Contrat d'option qui accorde à l'acheteur l'option d'acheter un échange particulier dans une période de temps précise.
Entrée de la ville (city-gate)	Point de livraison à l'intersection d'un gazoduc et d'un réseau de distribution locale.
Entrée du gisement (field-gate)	Point où le gaz tiré d'un champ producteur est livré, après avoir été traité, à un gazoduc (par ex., NGTL). Il sert souvent de point de référence de prix.
Frais liés au produit (commodity charge)	Frais imputés aux volumes réellement acheminés afin de recouvrer les coûts variables d'une compagnie en matière de transport pipelinier. (aussi appelés composante-produit)
Frais liés à la demande (demand charge)	Frais mensuels qui couvrent ordinairement les coûts fixes d'une compagnie pipelinrière. Ils sont fondés sur le volume quotidien spécifié dans le contrat de service de transport. Ils sont l'équivalent des frais de réservation et sont payables indépendamment du volume réellement transporté. (aussi appelés composante-demande)
Marché industriel (industrial market)	Partie du marché du gaz naturel comprenant la fabrication, la foresterie et les opérations minières.
Marché commercial (commercial market)	Partie du marché du gaz naturel comprenant les entreprises et les institutions, y compris les organismes gouvernementaux, l'agriculture, le secteur des services, les écoles, les hôpitaux et les immeubles à appartements.
Marges commerciales (marketing margins)	Profit découlant de la vente d'une unité de gaz naturel.
Option (option)	Contrat conférant au vendeur (ou à l'acheteur) le droit, mais non l'obligation, de vendre (ou d'acheter) une quantité de gaz à un prix déterminé.
Potentiel ultime (ultimate potential)	Estimation, à un certain moment, de toutes les réserves qui pourraient devenir récupérables ou commercialisables, compte tenu des caractéristiques géologiques d'une région et des progrès technologiques prévus. Cela comprend la production cumulative, les réserves établies restantes, d'autres ressources découvertes et les ressources récupérables non encore découvertes.
Prix à la tête du puits (wellhead price)	Utilisé pour préciser un prix de référence ou le point de livraison du gaz naturel. Prix que reçoit un producteur pour son gaz, net des coûts de collecte et de traitement.

Prix lié aux rentrées nettes (netback price)	Prix que reçoit un producteur pour la vente d'une unité de gaz à un marché ultime, net des frais connexes. Cela comprend ordinairement les frais de transport et de commercialisation.
Prospection sismique en 3-D (3-D seismic)	Collecte de données sismiques, basée sur des ondes artificielles; les données sont enrichies par ordinateur en vue d'afficher, en trois dimensions, les formations géologiques. (aussi appelée étude sismique tridimensionnelle)
Réserves établies (established reserves)	Réserves récupérables à l'aide de techniques courantes et dans les conditions économiques actuelles et prévues, dont l'existence est prouvée de façon précise par des forages, des essais ou par l'exploitation («réserves prouvées»), et réserves récupérables contiguës dont l'existence est établie de façon raisonnablement certaine à partir de l'interprétation et de l'évaluation des données géologiques, géophysiques et autres informations pertinentes («réserves probables»). Les réserves établies comprennent habituellement les réserves prouvées plus une moitié des réserves probables.
Risque de base (basis risk)	Risque que le rapport entre deux prix (comme le prix à Empress et le prix NYMEX) changera de façon imprévisible dans l'avenir.
Secteur résidentiel (residential customers)	Partie du marché du gaz naturel qui comprend les résidences et les immeubles résidentiels dont les appartements sont munis de compteurs individuels.
Service de transport garanti (firm transportation service)	Service de transport pour lequel un expéditeur reçoit la garantie que la capacité de transport qu'il a réservée sera disponible et que le service ne sera pas interrompu, sauf dans des circonstances exceptionnelles. Il comporte la priorité la plus élevée.
Service de transport interruptible (interruptible transportation service)	Service de transport qui peut être interrompu par la compagnie pipelinière sur court avis. Il est habituellement offert lorsque la compagnie dispose d'une capacité excédentaire.
Transactions électroniques (electronic trading)	Achats et ventes de gaz naturel qui se négocient par voie électronique. Le gaz est vendu et acheté de façon anonyme, avec affichage des prix.
Vente du disponible (spot sale)	Transaction de gaz qui vise une période de 30 jours ou moins (aussi appelée vente au comptant).
Vente directe (direct sale)	Contrat d'achat de gaz négocié directement par un utilisateur ultime avec un producteur, un courtier ou un commercialisateur.
Zone de l'Est (Eastern Zone)	Zone tarifaire sur le réseau TransCanada qui comprend les zones de livraison du Centre, du Sud-Ouest et de l'Est. Il s'agit approximativement de la zone se trouvant à l'est de North Bay (Ontario) jusqu'à la ville de Québec (cela comprend tout le sud de l'Ontario).