



Office national de l'énergie

Motifs de décision

**TransCanada PipeLines
Limited**

GH-3-96

Novembre 1996

Installations

National Energy Board

Motifs de décision

In the Matter of

TransCanada PipeLines Limited

Demande datée du 3 avril 1996, dans sa version modifiée, visant les installations de 1997 et 1998

Novembre 1996

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

N° de cat. NE22-1/1996-17F
ISBN 0-662-81608-0

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du:

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

En personne, au bureau de l'Office:

Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 1996
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-1/1996-17E
ISBN 0-662-25156-3

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
311 Sixth Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 3H2
(403) 292-4800

For pick-up at the NEB office:

Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

| | |
|---|------|
| Liste des tableaux | iii |
| Liste des figures | iii |
| Liste des annexes | iii |
| Abréviations | iv |
| Exposé et comparutions | viii |
| Sommaire | x |
| 1. Introduction | 1 |
| 1.1 Demande de TransCanada visant les installations | 1 |
| 1.2 Demande de TransCanada visant une exemption | 2 |
| 1.3 Demande de Renaissance liée à l'article 71 | 2 |
| 1.4 Demande de PanCanadian liée à l'article 71 | 3 |
| 1.5 Autres questions | 3 |
| 1.5.1 417 Auto Wreckers Limited | 3 |
| 1.5.2 PanEnergy Marketing Limited Partnership | 4 |
| 1.6 Examen environnemental préalable | 4 |
| 2. Offre et demande globales de gaz naturel | 5 |
| 2.1 Approvisionnement global en gaz naturel | 5 |
| 2.2 Marchés intérieurs à long terme | 6 |
| 2.3 Marchés d'exportation à long terme | 6 |
| 3. Services de transport particuliers | 7 |
| 3.1 Prévisions des besoins de TransCanada | 7 |
| 3.2 Nouveaux services sur les marchés intérieurs | 8 |
| 3.2.1 Centra Gas Ontario Inc. (zone de livraison de Sault Ste. Marie («ZLSSM»)) | 8 |
| 3.2.2 Centra Gas Ontario Inc. (zone de livraison de l'Est («ZLE»)) | 10 |
| 3.2.3 Union Gas Limited (zone de livraison du Centre («ZLC»)) | 10 |
| 3.2.4 Commercial Alcohols Inc. | 10 |
| 3.2.5 The Consumers' Gas Company Ltd. (ZLE) | 11 |
| 3.2.6 Simplot Canada Limited | 12 |
| 3.2.7 Union Gas Limited (ZLC) | 13 |
| 3.3 Nouveaux services à l'exportation | 13 |
| 3.3.1 Coastal Gas Marketing Company - projets d'American Crystal/ProGold | 13 |
| 3.3.2 Eagle Gas Marketing, LLC | 14 |
| 3.3.3 Renaissance Energy Ltd. - projet d'Iroquois Energy Brokers, LLC | 15 |
| 3.3.4 Coastal Gas Marketing Company - projet Chippawa | 15 |
| 3.3.5 Coastal Gas Marketing Company - projet Iroquois | 16 |
| 3.3.6 Enron Capital & Trade Resources Canada Corp. | 17 |
| 3.3.7 PanEnergy Marketing, A Division of PanEnergy Services Canada Ltd. | 17 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 3.3.8 | ProGas Limited - projet Emerson 1 | 18 |
| 3.3.9 | ProGas Limited - projet Iroquois | 19 |
| 3.3.10 | Ranger Oil Limited | 20 |
| 3.3.11 | Renaissance Energy Ltd. - projet Midwest | 21 |
| 3.3.12 | United States Gypsum Company | 21 |
| 3.4 | Contrats de transport garanti non approuvés des nouveaux expéditeurs inclus dans la version modifiée de la demande de TransCanada | 23 |
| 4. | Installations | 25 |
| 4.1 | Installations particulières | 25 |
| 4.2 | Caractère approprié de la conception | 28 |
| 4.2.1 | Agrandissement du tronçon du Centre | 28 |
| 4.2.2 | Facteur de capacité et ajustments apportés au modèle de simulation | 29 |
| 4.3 | Réforme de compresseurs | 32 |
| 4.4 | Demande de TransCanada visant une exemption | 33 |
| 5. | Utilisation des terres, questions environnementales et questions socio-économiques | 36 |
| 5.1 | Choix du tracé et besoins en terrains | 36 |
| 5.1.1 | Choix du tracé | 36 |
| 5.1.2 | Besoins en terrains | 36 |
| 5.1.3 | Déviations | 38 |
| 5.1.4 | Exigences de la Loi concernant le tracé des nouvelles installations pipelinières | 39 |
| 5.2 | Questions environnementales | 40 |
| 5.2.1 | Rapport d'examen préalable environnemental | 40 |
| 5.2.2 | Conditions du certificat | 40 |
| 5.3 | Questions socio-économiques | 40 |
| 5.3.1 | Bruit | 40 |
| 6. | Faisabilité économique | 43 |
| 7. | Demande de Renaissance Energy Ltd. liée à l'article 71 | 45 |
| 8. | Dispositif | 51 |

Liste des tableaux

| | | |
|-----|---|----|
| 3-1 | Prévision des livraisons quotidiennes maximales en hiver et des livraisons annuelles de TransCanada | 7 |
| 3-2 | Nouveaux services de transport garanti associés à la demande de TransCanada concernant les installations de 1997-1998 | 9 |
| 4-1 | Description et coût estimatif (scénario de 1996) des installations visées par la demande . . | 26 |
| 4-2 | Réforme proposée de compresseurs dans le réseau de TransCanada | 32 |
| 4-3 | Installations visées par la demande d'exemption à l'égard des conditions d'autorisation . . | 34 |
| 5-1 | Installations de 1997-1998 de TransCanada - Besoins en terrains | 37 |

Liste des figures

| | | |
|-----|---|----|
| 4-1 | Emplacement des installations proposées | 27 |
|-----|---|----|

Liste des annexes

| | | |
|-----|------------------------------------|----|
| I | Liste des questions | 52 |
| II | Conditions du certificat | 53 |
| III | Doublement Richmond | 62 |

Abréviations

| | |
|----------------------------|---|
| $10^3\text{m}^3/\text{j}$ | millier de mètres cubes par jour |
| 10^6m^3 | million de mètres cubes |
| 10^9m^3 | milliard de mètres cubes |
| $10^6\text{pi}^3/\text{j}$ | million de pieds cubes par jour |
| 10^9pi^3 | milliard de pieds cubes |
| 10^{12}p^3 | billion de pieds cubes |
| ACS | American Crystal Sugar Company |
| ACPP | Association canadienne des producteurs pétroliers |
| Algonquin | Algonquin Gas Transmission Company |
| Beau Canada | Beau Canada Exploration Ltd. |
| Boston Edison | Boston Edison Company |
| BSOC | bassin sédimentaire de l'Ouest canadien |
| CAPE | coût annuel de propriété et d'exploitation |
| Centra Manitoba | Centra Gas Manitoba Inc. |
| Centra Ontario | Centra Gas Ontario Inc. |
| Certificat GC-87 | certificat d'utilité publique approuvé par le gouverneur en conseil et délivré conformément à la décision rendue par l'Office dans l'instance GH-2-94 |
| CNRL | Canadian Natural Resources Ltd. |
| CO_2 | dioxyde de carbone |
| Coastal | Coastal Gas Marketing Company |
| COCP | Comité ontarien de coordination des pipelines |
| Commercial Alcohols | Commercial Alcohols Inc. |
| Consolidated Edison | Consolidated Edison Company of New York, Inc. |

| | |
|-----------------|--|
| Consumers' | The Consumers' Gas Company Ltd. |
| dBa | décibel |
| Eagle | Eagle Gas Marketing, LLC. |
| ECTR | Enron Capital & Trade Resources Corp. |
| Empire | Empire State Pipeline Company |
| Enron | Enron Capital & Trade Resources Canada Corp. |
| EUB | Alberta Energy and Utilities Board |
| É.-U. | États-Unis |
| FCST | fissuration par corrosion sous tension |
| GH-2-94 | ordonnance d'audience GH-2-94 relativement aux installations de TransCanada de 1995 et 1996 |
| GH-3-95 | ordonnance d'audience GH-3-95 relativement aux installations de TransCanada de 1996 et 1997 |
| GHW-1-96 | ordonnance d'audience GHW-1-96 relativement à diverses demandes d'exportation de gaz naturel |
| GJ | gigajoule |
| GMi | Gaz Métropolitain, inc. |
| Great Lakes | Great Lakes Gas Transmission Company Limited Partnership |
| Great Plains | Great Plains Natural Gas Company |
| Havre | Havre Pipeline Company, LLC |
| Iroquois | Iroquois Gas Transmission System, L.P. |
| Iroquois Energy | Iroquois Energy Brokers, LLC |
| Jordan | Jordan Petroleum Ltd. |
| km | kilomètre |
| LCD | licence de coupe de district |
| LCÉE | <i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i> |
| Liquid Carbonic | Liquid Carbonic Inc. |

| | |
|---------------------|---|
| Loi | <i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i> |
| m | mètre |
| M. Leroux | 417 Auto Wreckers Limited |
| Many Islands | Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited |
| MÉEO | ministère de l'Énergie et de l'Environnement de l'Ontario |
| mm | millimètre |
| Mobil | Mobil Corporation |
| Morrison | Morrison Petroleum Ltd. |
| MPO | ministère des Pêches et des Océans |
| MW | mégawatt |
| National Fuel | National Fuel Gas Supply Corporation |
| Northstar | Northstar Energy Corporation |
| NOVA | NOVA Gas Transmission Ltd. |
| NO _x | oxydes d'azote |
| MRNO | ministère des Ressources naturelles de l'Ontario |
| Office, ONÉ | Office national de l'énergie |
| PanCanadian | PanCanadian Petroleum Limited |
| PanEnergy | PanEnergy Marketing, a Division of PanEnergy Services Canada Ltd. |
| PanEnergy Marketing | PanEnergy Marketing Limited Partnership |
| Pinnacle | Pinnacle Resources Ltd. |
| PJ | pétajoule |
| PPLR | plans, profils et livre de renvoi |
| ProGas | ProGas Limited |
| ProGas U.S.A. | ProGas U.S.A., Inc. |
| ProGold | ProGold Limited Liability Company |

| | |
|--------------|---|
| PTMS | PanEnergy Trading and Marketing Services, LLC |
| Ranger | Ranger Oil Limited |
| REI | Renaissance Energy (U.S.) Inc. |
| Renaissance | Renaissance Energy Ltd. |
| Rio Alto | Rio Alto Exploration Ltd. |
| RNCG | <i>Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs</i> |
| Rockland | Rockland Pipeline Company |
| Rogers Sugar | succursale de Winnipeg de la compagnie Rogers Sugar Ltd. |
| SGT | service garanti offert |
| SNRC | système national de référence cartographique |
| STG | service de transport garanti |
| Simplot | Simplot Canada Limited |
| Sproule | Sproule Associates Limited |
| TransCanada | TransCanada PipeLines Limited |
| Transco | Transcontinental Gas Pipe Line Corporation |
| TransGas | TransGas Limited |
| UMC | UMC Petroleum Corporation |
| Union | Union Gas Limited |
| US Gypsum | United States Gypsum Company |
| VCP | vanne de canalisation principale |
| Viking | Viking Gas Transmission Company |
| ZLC | zone de livraison du Centre |
| ZLE | zone de livraison de l'Est |
| ZLSSM | zone de livraison de Sault Ste. Marie |

Exposé et comparutions

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la «Loi») et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande datée du 3 avril 1996, et modifiée le 2 août 1996, présentée par TransCanada PipeLines Limited («TransCanada») pour obtenir un certificat d'utilité publique et certaines ordonnances visant la construction d'installations additionnelles sur sa canalisation principale;

RELATIVEMENT À une demande datée du 14 mai 1996, présentée par Renaissance Energy Ltd. («Renaissance») pour obtenir des ordonnances de l'Office national de l'énergie (l'«Office» ou l'«ONÉ») aux termes des paragraphes 71(2) et 71(3) de la Loi;

RELATIVEMENT À une demande datée du 3 octobre 1996, et modifiée le 9 octobre 1996, présentée par TransCanada afin d'obtenir pour certaines installations une exemption relativement à l'application de certaines conditions du certificat;

RELATIVEMENT À l'ordonnance d'audience GH-3-96 de l'Office national de l'énergie;

ENTENDUE À Winnipeg (Manitoba), les 7, 8, 9 et 10 octobre 1996.

DEVANT :

| | |
|-----------------|------------------|
| J.A. Snider | membre président |
| K.W. Vollman | membre |
| A. Côté-Verhaaf | membre |

COMPARUTIONS :

| | |
|---------------------------|---|
| P.R. Jeffrey A.C. Reid | TransCanada PipeLines Limited |
| D.G. Davies | Renaissance Energy Ltd. |
| N.J. Schultz | Association canadienne des producteurs pétroliers |
| R. Fraser | La Compagnie des pétroles Amoco Canada Ltée |
| L.G. Keough | Coastal Gas Marketing Company et Enron Capital & Trade Resources Canada |
| H.T. Soudek | The Consumers' Gas Company Ltd. |
| F.X. Berkemeier | Consumers Power Company |
| N. Gretener | Eagle Gas Marketing, LLC et Simplot Canada Limited |
| D. Gauthier | en son propre nom |

| | |
|-------------------------------------|---|
| C. Yadav | PanCanadian Petroleum Ltd. |
| S.C. Carscallen, Q.C. C.B. Woods | PanEnergy Marketing Limited Partnership |
| M.A.K. Muir | ProGas Limited |
| F.G. Hébert | Société en commandite Gaz Métropolitain |
| G. Cameron | Union Gas Limited et Centra Gas Ontario Inc. |
| J. Page | ministère de l'Énergie de l'Alberta |
| J.C. Turchin | ministère de l'Énergie et de l'Environnement de l'Ontario |
| C. Beauchemin | avocate de l'Office |

Sommaire

(Nota : Le sommaire est fourni pour la commodité du lecteur seulement et il ne fait pas partie de la décision ou des motifs, pour lesquels le lecteur est prié de consulter le texte et les tableaux)

Demande de TransCanada visant des installations

Dans une demande datée du 3 avril 1996, et modifiée le 2 août 1996, TransCanada a sollicité un certificat d'utilité publique, aux termes de la partie III de la Loi, l'autorisant à construire des installations sur son réseau pipelinier en Saskatchewan, au Manitoba et en Ontario. Elle souhaitait faire approuver la construction de 205,5 km de doublements pipeliniers, d'installations totalisant 350 mégawatts («MW») de compression, de refroidisseurs complémentaires, de collecteurs et autres dispositifs nécessaires à la compression, à un coût total de 897 millions de \$ (de 1996). La construction de 138 km de doublements se ferait au cours de l'hiver 1996-1997, et le reste au cours de l'été suivant.

Demande de TransCanada visant une exemption

Dans une demande datée du 3 octobre 1996, et modifiée le 9 octobre 1996, TransCanada a sollicité une exemption pour certaines installations, y compris certains besoins du scénario de base et un doublement devant être construit en hiver, des conditions d'autorisation aux termes desquelles TransCanada est tenue de démontrer que toutes les autorisations des organismes de réglementation du Canada et des États-Unis (É.-U.), dont les autorisations d'exportation à long terme de gaz naturel canadien, ont été obtenues, que tous les contrats de transport et d'approvisionnement ont été signés, et que tous les tableaux des besoins et diagrammes schématiques de débit, mis à jour, ont été soumis à l'Office aux fins d'approbation. TransCanada a aussi demandé la prorogation de la clause de temporisation pour le doublement Richmond (VCP 1216 à VCP 1216 + 10,3 km) le long du raccourci North Bay, lequel doublement a été approuvé aux termes du certificat GC-87, mais n'a pas encore été construit.

Demande de Renaissance liée à l'article 71

Dans une demande datée du 14 mai 1996, Renaissance a sollicité de l'Office, aux termes des paragraphes 71(2) et 71(3) de la Loi, l'accès au réseau TransCanada, et une ordonnance enjoignant à TransCanada de construire des installations, au besoin, pour permettre l'expédition de volumes de gaz à concurrence de $145 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($5,1 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) d'Empress (Alberta) jusqu'à Emerson (Manitoba). L'Office a entendu cette demande dans le cadre de l'instance GH-3-96 parce que Renaissance a indiqué qu'elle avait besoin de ce service de transport sur le réseau TransCanada d'ici au 1^{er} septembre 1997.

Faits saillants de la décision de l'Office

En ce qui a trait à la demande présentée par TransCanada aux termes des articles 52 et 58 de la Loi, l'Office a établi à sa satisfaction que les installations visées par la demande sont et demeureront d'utilité publique, et il est disposé à délivrer un certificat sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Il a déterminé que l'agrandissement proposé était faisable, sur le plan économique, parce qu'il est fort probable que les installations seraient utilisées à un niveau raisonnable au cours de leur durée économique, et que les frais liés à la demande seraient payés. L'Office assortira le certificat

qu'il délivrera de conditions pour s'assurer que seules les installations nécessaires pour répondre à l'ensemble des besoins en service garanti seront construites, y compris les installations exigées pour rétablir la capacité nominale du réseau, et que la construction se déroulera de façon acceptable sur le plan technique et environnemental.

En ce qui a trait à la demande présentée par Renaissance aux termes de l'article 71 de la Loi, l'Office a décidé d'accorder à Renaissance l'accès aux installations de TransCanada. Pour rendre cette décision, il a pris en compte des facteurs comme le caractère unique de la demande de Renaissance; le fait que TransCanada ne serait pas tenue de construire des installations additionnelles pour 1997-1998; le fait que l'ACPP appuyait la demande de Renaissance; et le fait qu'aucune autre partie, à l'exception de TransCanada, ne s'est opposée à la demande.

Chapter 1

Introduction

1.1 Demande de TransCanada visant des installations

Dans une demande datée du 3 avril 1996, et modifiée le 2 août 1996, TransCanada a sollicité un certificat d'utilité publique, aux termes de la partie III de la Loi, l'autorisant à construire des installations sur son réseau pipelinier en Saskatchewan, au Manitoba et en Ontario. TransCanada a indiqué que l'agrandissement proposé lui permettrait de :

- a) répondre aux besoins prévus dans les contrats, actuels et nouveaux, qui sous-tendent la demande d'autorisation de TransCanada,¹ déposée en février 1996;
- b) transporter un volume total de $8\,118\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($286,7\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$) de gaz dans le cadre du nouveau service de transport garanti («STG») d'Empress, dont $3\,342\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($118,1\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$) seraient destinés aux consommateurs canadiens du Manitoba et de l'Ontario (soit 41 % du total), et le reste, $4\,776\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($168,6\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$) à l'exportation (soit 59 % du total);
- c) rétablir la capacité nominale du réseau après révisions des données de simulation qui ont abouti à une réduction moyenne de $850\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($30\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$) de la capacité estivale le long du tronçon de l'Ouest, une réduction moyenne de $1\,501\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($53\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$) de la capacité estivale le long du tronçon du Centre, et une réduction de $312\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($11\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$) de la capacité hivernale de pointe, avec perte de l'appareil le plus critique, le long du raccourci North Bay.

TransCanada a demandé l'autorisation de construire au total 205,5 km de doubléments pipeliniers, 350 MW de compression, des refroidisseurs complémentaires, des collecteurs et autres dispositifs nécessaires à la compression, à un coût total de 897 millions \$ (de 1996). Ces installations comprennent l'ajout de 169,8 MW de compression à cinq stations et des refroidisseurs complémentaires à une station le long du tronçon de l'Ouest; 189,4 km de doubléments, l'ajout de 169,8 MW de compression à six stations, des refroidisseurs complémentaires à deux stations et des collecteurs à cinq stations de compression le long du tronçon du Centre; 16,1 km de doublement le long du raccourci North Bay; l'ajout de 10,4 MW de compression à une station le long de la canalisation Kirkwall/Niagara; des modifications apportées à des compresseurs, des appareils de réserve et de nouveaux blocs compresseurs. La construction des installations projetées devrait se dérouler en 1997; 138 km de doublement seraient construits durant l'hiver de 1996-1997.

TransCanada a estimé que l'ajout des installations proposées à son réseau aboutirait à une hausse du droit applicable à la zone de l'Est; cette hausse se chiffrerait à 93,6 cents le gigajoule («GJ») en 1999, soit 1,5 cent plus élevé que le droit du scénario de base, sans les nouveaux services et les installations proposées.

¹ Dans sa demande d'autorisation de février 1996, TransCanada a sollicité d'être exemptée de l'application des conditions 13 et 14 du certificat GC-87 à l'égard de certaines installations, et des conditions 12 et 13 du certificat GC-90 à l'égard de certaines autres installations. Ces conditions sont appelées «conditions d'autorisation».

1.2 Demande de TransCanada visant une exemption

Dans une demande datée du 3 octobre 1996, et modifiée le 9 octobre 1996, TransCanada a sollicité que certaines installations, y compris des installations requises dans le scénario de base et le doublement Richmond devant être construit en hiver, soient exemptées de l'application des conditions du certificat appelées «conditions d'autorisation», aux termes desquelles TransCanada est tenue de démontrer que toutes les autorisations des organismes de réglementation au Canada et aux É.-U., y compris les autorisations d'exportation à long terme du gaz naturel canadien, ont été obtenues, que tous les contrats de transport et d'approvisionnement ont été signés, et que les tableaux des installations exigées et les diagrammes schématiques de débit ont été soumises à l'Office aux fins d'approbation. Outre la demande visant une exemption, TransCanada a sollicité la prorogation de la clause de temporisation¹ pour le doublement Richmond (VCP 1216 à VCP 1216 + 10,3 km) le long du raccourci North Bay, lequel doublement a été approuvé aux termes du certificat GC-87, mais n'a pas encore été construit. Le doublement Richmond a été compris dans la demande de TransCanada visant les installations de 1997-1998 à titre d'installations requises dans le scénario de base.

1.3 Demande de Renaissance liée à l'article 71

Dans une demande datée du 14 mai 1996, Renaissance a sollicité de l'Office, aux termes des paragraphes 71(3) et 71(2) de la Loi, des ordonnances enjoignant à TransCanada :

- a) de fournir des installations adéquates et convenables à Renaissance pour le transport d'un volume de gaz pouvant atteindre $145 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($5,1 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) d'Empress (Alberta) jusqu'à Emerson (Manitoba) à partir du 1^{er} septembre;
- b) de recevoir, transporter et livrer le gaz offert par Renaissance à TransCanada.

La demande originale de Renaissance présentée à TransCanada en date du 30 novembre 1995, pour une durée de dix ans, n'a pas été comprise dans la demande de TransCanada visant les installations de 1997-1998 parce que TransCanada n'était pas convaincue que Renaissance avait prouvé l'existence de marchés et d'arrangements de prise obligatoire à long terme en aval. TransCanada était inquiète que l'Office pourrait la placer dans une situation où elle risquait de perdre des revenus si Renaissance n'obtenait pas l'accès à des installations de transport en aval.

Renaissance et Rogers Sugar Ltd. («Rogers Sugar») ont signé un contrat modifié d'approvisionnement en gaz de cinq ans, entrant en vigueur le 1^{er} septembre 1997. Renaissance a soutenu que le gaz sera utilisé par la succursale de Winnipeg de la compagnie Rogers Sugar pour traiter les betteraves à sucre pendant environ cinq à six mois par année (de septembre à février). Durant les autres mois, Renaissance espère utiliser la capacité du service de transport garanti de TransCanada pour livrer le gaz à Emerson (Manitoba) pour desservir les marchés de l'exportation à court terme. Renaissance a signé un contrat d'approvisionnement en gaz avec sa filiale, Renaissance Energy (U.S.) Inc. («REI»), du 1^{er} novembre 1997 au 31 octobre 2007 pour fournir à celle-ci $145 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($5,1 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) de gaz.

¹ La clause de temporisation est une condition d'un certificat ou d'une ordonnance qui fait que le certificat ou l'ordonnance expire si la construction ou la mise en place des installations visées n'a pas commencé à une date précisée.

Renaissance a soutenu qu'il conviendrait que l'Office examine sa demande dans le cadre du traitement de la demande de TransCanada visant les installations de 1997-1998. Dans une lettre datée du 23 mai 1996, après examen de la demande de Renaissance, l'Office a fait part de sa décision d'examiner la demande de Renaissance liée à l'article 71 dans le cadre de l'instance GH-3-96.

1.4 Demande de PanCanadian liée à l'article 71

Dans une demande datée du 15 août 1996, PanCanadian Petroleum Limited («PanCanadian») a sollicité de l'Office, aux termes des paragraphes 71(3) et 71(2) de la Loi, des ordonnances enjoignant à TransCanada de :

- a) fournir des installations adéquates et convenables à PanCanadian pour le transport de volumes de gaz à concurrence de $1\,409\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($49,7\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$) d'Empress (Alberta) jusqu'à Niagara Falls (Ontario) à compter du 1^{er} novembre 1997;
- b) de recevoir, de transporter et de livrer le gaz offert par PanCanadian à TransCanada.

PanCanadian a déclaré croire que TransCanada hésitait à faire progresser l'étude de sa demande de service en raison de l'énoncé actuel des procédures de mise en file d'attente de TransCanada et des directives de l'Office concernant les exigences de dépôt. PanCanadian a soutenu que l'évolution, au cours des dix dernières années, des procédures de mise en file d'attente de TransCanada visait en général à améliorer l'accès aux marchés, tout en fournissant une assurance raisonnable à TransCanada que ses frais liés à la demande seraient payés. PanCanadian était d'avis qu'elle avait prouvé détenir une capacité d'approvisionnement à long terme, un marché de dix ans et une capacité de transport interruptible.

Dans une lettre datée du 22 août 1996, après examen de la demande de PanCanadian, l'Office a fait part de sa décision d'examiner la demande liée à l'article 71 présentée par PanCanadian dans le cadre de l'instance GH-3-96. Par la suite, le 24 septembre 1996, PanCanadian a retiré sa demande en déclarant que, depuis le dépôt de la demande, elle avait continué à communiquer avec TransCanada pour trouver un moyen d'accommoder son besoin de service et de mieux comprendre la démarche de TransCanada ayant mené au rejet de sa demande de service. Bien que ces discussions n'aient pas permis de résoudre toutes les préoccupations de PanCanadian, cette dernière était d'avis que les parties pourraient s'entendre sans avoir recours à l'Office.

1.5 Autres questions

Deux parties, 417 Auto Wreckers Limited et PanEnergy Marketing Limited Partnership, ont demandé la modification des questions qui seraient étudiées au cours de l'instance GH-3-96. La liste des questions de l'instance GH-3-96 figure à l'annexe I.

1.5.1 417 Auto Wreckers Limited

À l'appui de sa demande pour obtenir le statut d'intervenant dans l'instance GH-3-96, 417 Auto Wreckers Limited («Mr. Leroux»), dans une lettre datée du 16 septembre 1996, a indiqué qu'il avait l'intention de comparaître à l'audience et d'interroger TransCanada sur plusieurs questions, énumérées dans sa lettre. Dans une lettre datée du 20 septembre 1996, l'Office a signalé à M. Leroux que le statut d'intervenant lui avait été accordé. Il a aussi signalé à M. Leroux que seules les questions pertinentes à

l'instance GH-3-96 seraient entendues et que certaines des questions que M. Leroux prévoyait aborder n'avaient pas été jugées pertinentes à l'instance. Dans une lettre datée du 23 septembre 1996, M. Leroux a soumis une liste révisée de ses questions et il a déclaré que l'Office ne l'autorisait pas à interroger TransCanada sur des questions intéressant les propriétaires fonciers touchés par le programme d'agrandissement des installations de TransCanada. Dans une lettre datée du 1^{er} octobre 1996, l'Office a signalé à M. Leroux que, pour accorder aux parties la possibilité de présenter des observations sur l'inclusion des questions modifiées à la liste des questions, l'Office avait décidé d'entendre une plaidoirie à ce sujet comme question préliminaire à l'audience. Par la suite, M. Leroux ne s'est pas présenté à l'audience, qui a commencé le 7 octobre 1996 à Winnipeg (Manitoba).

1.5.2 PanEnergy Marketing Limited Partnership

Dans une lettre datée du 19 septembre 1996, PanEnergy Marketing Limited Partnership («PanEnergy Marketing») a sollicité que la question 8 de la liste des questions soit modifiée pour y inclure une obligation faite à TransCanada de commencer la construction et la mise en place de chacune des installations additionnelles pour lesquelles l'Office pourrait délivrer un certificat, conformément aux calendriers de construction figurant dans la demande de TransCanada. Toutefois, dans une lettre datée du 1^{er} octobre 1996, PanEnergy Marketing a signalé à l'Office qu'elle retirait cette requête.

1.6 Examen environnemental préalable

L'Office a mené un examen environnemental préalable des installations visées par la demande, conformément à l'article 18 de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (la «LCÉE»). Il a veillé à ce qu'il n'y ait pas chevauchement entre les exigences de la LCÉE et sa propre démarche de réglementation.

Chapter 2

Offre et demande globales de gaz

2.1 Approvisionnement global en gaz

TransCanada s'est appuyée sur deux études préparées par Sproule Associates Limited («Sproule»), intitulées *The Future Natural Gas Supply Capability for the Province of Alberta and the Western Canada Sedimentary Basin 1995 - 2017* (La capacité future d'approvisionnement en gaz naturel de l'Alberta et du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien 1995 - 2017) datée de mai 1996, et *Province of Alberta Enhancement to the TCPL Supply Capability Model and the Pool Size Distribution Study* (Amélioration, en Alberta, de la capacité d'approvisionnement de TCPL et étude de la distribution selon la taille des gisements) datée d'avril 1994, pour établir sa preuve relativement à l'approvisionnement global en gaz.

La capacité d'approvisionnement en gaz est fonction de la demande, du prix, du coût, du gaz disponible dans les gisements actuels et du gaz éventuellement tiré d'additions aux réserves, autant de facteurs utilisés pour calculer la capacité de production et les rendements des investissements en amont.

Sproule a conclu que les réserves de l'Alberta représentent environ 80 % de l'approvisionnement en gaz de l'Ouest canadien et permettraient d'atteindre une capacité de production, à partir de sources classiques, de $164 \times 10^9 \text{m}^3$ ($5,8 \times 10^{12} \text{pi}^3$) par année d'ici 2012, après quoi la production fléchirait, selon les prévisions. Sproule a extrapolé ces chiffres pour calculer la capacité de production du bassin sédimentaire de l'Ouest Canadien («BSOC»), qu'elle estime à $195 \times 10^9 \text{m}^3$ ($6,9 \times 10^{12} \text{pi}^3$) par année.

Selon l'analyse des ressources classiques en Alberta, le rapport entre l'offre et la demande atteindra le seuil d'inflexion en 2014, et il en résultera en l'an 2017, soit à la fin de la période de prévision, un déficit de $8,5 \times 10^9 \text{m}^3$ ($0,3 \times 10^{12} \text{pi}^3$) entre la capacité de production annuelle et la demande. L'analyse de sensibilité «haute technologie» menée par Sproule n'a pas révélé de déficit dans la capacité de production d'ici 2017. D'après son analyse de sensibilité basée sur les «ressources non raccordées», le seuil d'inflexion de l'offre et de la demande serait atteint en 2013, et il y aurait un écart de $19,5 \times 10^9 \text{m}^3$ ($0,7 \times 10^{12} \text{pi}^3$) entre la capacité de production annuelle et la demande en 2017. Sproule prévoit que le méthane provenant de filons houillers deviendra une source économique d'approvisionnement en gaz naturel dans 10 à 15 ans.

Aucun des intervenants n'a contesté les estimations de Sproule concernant la capacité d'approvisionnement.

Opinion de l'Office

Bien que la prévision de la capacité d'approvisionnement soit une tâche essentiellement incertaine, l'Office estime, à la lumière de l'éventail de résultats présentés grâce à l'utilisation d'analyses de sensibilité, que TransCanada a fait la

preuve que l'approvisionnement global en gaz sera suffisant pour assurer une utilisation convenable de son réseau, y compris les installations proposées. Sproule a présenté dans son rapport une réflexion éclairée et détaillée concernant l'incidence de la technologie sur l'industrie du gaz naturel et a avancé que les sources de gaz non classiques pourraient éventuellement suppléer les réserves de gaz classiques du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. L'Office trouverait intéressant, dans les futures demandes de la compagnie, que l'approvisionnement à partir de sources non classiques soit pris en compte dans le modèle d'estimation de la capacité de production.

2.2 Marchés intérieurs à long terme

TransCanada a prévu que la demande de gaz dans l'Est canadien (Manitoba, Ontario et Québec) augmentera à un taux moyen de 2,1 % par année au cours de la période de prévision, et qu'elle passera de 1 270 pétajoules («PJ») en 1994 à 1 762 pétajoules en 2010. La compagnie a estimé que la demande de gaz en Ontario et au Québec dépassera les besoins de capacité prévus sous contrat de quelque $7,3 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ ($256 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$) dès l'an 2005. Selon la preuve de TransCanada, l'écart continue de croître entre les besoins projetés et la capacité de transport que son réseau assure actuellement sous contrat vers les marchés de l'Ontario et du Québec, et qu'il faudra donc construire des installations en plus de celles visées par la présente demande, ou augmenter les importations de gaz américain, pour y répondre.

Opinion de l'Office

L'Office estime raisonnables les prévisions de TransCanada concernant la demande de gaz dans l'Est canadien. Il constate qu'aucune partie n'a contesté ces prévisions ni mis en doute la capacité de TransCanada de faire concurrence aux autres compagnies pipelinières dans ces marchés.

2.3 Marchés d'exportation à long terme

Pour démontrer le caractère à long terme de la demande de gaz sur les marchés du Nord-Est et du Midwest américains, TransCanada a présenté des prévisions établies par le Gas Research Institute, le WEFA Group et DRI/McGraw Hill. Elle a fait remarquer que, selon ces prévisions, l'augmentation annuelle de la demande de gaz au cours de la période de prévision (1995 à 2010) se situera entre 0,51 et 0,85 % dans le Midwest, et entre 0,56 et 1,53 % dans le Nord-Est américain. D'après TransCanada, ces prévisions démontrent l'existence de marchés américains à long terme et, par conséquent, un besoin pour les services de transport qu'elle offre.

Opinion de l'Office

L'Office est satisfait de la preuve que TransCanada a produite quant à la demande à long terme de gaz sur les marchés du Midwest et du Nord-Est américains. Il constate qu'aucune partie n'a contesté la preuve avancée par la compagnie quant à la capacité du gaz canadien de faire concurrence à d'autres sources d'approvisionnement sur ces marchés. Selon l'Office, on peut raisonnablement s'attendre à ce que les expéditeurs de gaz se prévalent du réseau de TransCanada pour répondre à une partie de la croissance projetée de la demande dans ces marchés américains.

Chapter 3

Services de transport particuliers

3.1 Prévision des besoins de TransCanada

Gr ce à la capacité que fourniront les installations visées par la demande, TransCanada pourra répondre aux besoins prévus dans les contrats de services de transport en vigueur ainsi qu'aux nouveaux besoins de services de transport garanti vers des marchés intérieurs et d'exportation.

TransCanada a fourni des estimations de ses livraisons annuelles et les livraisons quotidiennes maximales en hiver prévues sous contrat pour les années débutant les 1^{er} novembre 1995, 1996 et 1997 (voir le tableau 3-1). Elle a indiqué que la prévision des livraisons quotidiennes maximales en hiver repose sur les contrats de services de transport en place ainsi que sur des ententes préalables, sign es ou envisagées, avec des expéditeurs éventuels. Dans sa prévision des besoins à l'exportation, TransCanada suppose que les licences d'exportation et les contrats en vigueur se prolongeront au delà des dates d'expiration actuelles.

Tableau 3-1
Prévision des livraisons quotidiennes maximales en hiver et
des livraisons annuelles de TransCanada⁽¹⁾⁽²⁾

a) livraisons quotidiennes maximales en hiver

| année contractuelle | marchés intérieurs | | marchés d'exportation | | total | |
|---------------------|-----------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|
| | (10 ⁶ m ³) | (10 ⁶ pi ³) | (10 ⁶ m ³) | (10 ⁶ pi ³) | (10 ⁶ m ³) | (10 ⁶ pi ³) |
| 1995-1996 | 103,5 | 3 654 | 99,5 | 3 512 | 203 | 7 166 |
| 1996-1997 | 103,1 | 3 639 | 98 | 3 459 | 201,1 | 7 098 |
| 1997-1998 | 106 | 3 742 | 101,2 | 3 572 | 207,2 | 7 314 |

b) livraisons annuelles

| année contractuelle | marchés intérieurs | | marchés d'exportation | | total | |
|---------------------|-----------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|
| | (10 ⁹ m ³) | (10 ⁹ pi ³) | (10 ⁹ m ³) | (10 ⁹ pi ³) | (10 ⁹ m ³) | (10 ⁹ pi ³) |
| 1995-1996 | 33,5 | 1 183 | 34 | 1 200 | 67,5 | 2 383 |
| 1996-1997 | 34 | 1 200 | 34,4 | 1 214 | 68,4 | 2 414 |
| 1997-1998 | 35,4 | 1 250 | 35,7 | 1 260 | 71,1 | 2 510 |

⁽¹⁾ Source : Demande de TransCanada visant les installations de 1996-97, dans la version révisée du 19 juillet 1996, onglet *Requirements* (besoins), sous-onglet 1.

⁽²⁾ Comprend les volumes du service garanti (SG), du service garanti à court terme (SG-CT), du service garanti offert (SGO), du service assorti de stockage (STS), du service garanti d'hiver (SGH) et du service d'hiver temporaire (SHT), mais exclut tous les besoins en combustible, les pertes et le gaz utilisé à d'autres fins.

Comparativement aux estimations des besoins que TransCanada a déposées dans la version révisée du 18 septembre 1995 de sa demande concernant les installations de 1996-1997 (ordonnance d'audience GH-3-95), les livraisons quotidiennes maximales requises en hiver selon son scénario de base¹ 1996-1997 ont progressé de $801 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ ($28,3 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$) par jour, ce qui traduit, entre autres choses, le non-renouvellement d'une partie de la capacité sous contrat, la révision ou la restructuration de contrats, à la demande des clients, et le lancement de nouveaux projets. Au nombre des changements survenus au chapitre des livraisons, elle note le lancement hâtif d'un service supplémentaire de $513 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ ($18,1 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$) de gaz par jour, à compter du 1^{er} novembre 1996, par Coastal Gas Marketing Company («Coastal»).

TransCanada a affirmé que l'estimation de ses besoins suivant le scénario de base est raisonnable, qu'elle continuera de mettre ses prévisions à jour à mesure qu'elle obtient des renseignements plus récents et qu'elle les ajustera, au besoin, au moment de déposer auprès de l'Office sa demande d'autorisation aux fins des travaux de construction.

3.2 Nouveaux services sur les marchés intérieurs

Les installations proposées sont étayées par sept projets sur le marché intérieur, y compris les demandes de cinq expéditeurs au Canada désireux d'obtenir des services supplémentaires de transport pour des volumes totalisant $3\,342 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ ($118,1 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$) de gaz par jour, soit 41 % de tous les nouveaux services de transport garanti (voir le tableau 3-2).

3.2.1 Centra Gas Ontario Inc. (zone de livraison de Sault Ste. Marie, «ZLSSM»)

Centra Gas Ontario Inc. («Centra Ontario») a conclu avec TransCanada, le 2 octobre 1996, un contrat de services de transport garanti de dix ans, qui prévoit la livraison de $235 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ ($8,3 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$) de gaz par jour à compter du 1^{er} novembre 1997. Le gaz sera expédié de l'Alberta et de la Saskatchewan jusqu'au point d'interconnexion des installations pipelinières de TransCanada et du réseau de distribution de Centra Ontario, près de Sault Ste. Marie (Ontario).

Ces livraisons permettront à Centra Ontario de faire face à la croissance normale de la demande du marché dans sa zone de desserte.

Les fournisseurs de Centra Ontario passeront des contrats avec NOVA Gas Transmission Ltd. («NOVA») et TransGas Limited («TransGas») pour les services de transport en amont. Centra Ontario assurera le transport en aval.

Le portefeuille d'approvisionnements de Centra Ontario, composé de contrats à court, à moyen et à long terme, est assez souple en soi pour répondre à une partie de l'accroissement de la demande dans la ZLSSM. Centra Ontario procédera par appels d'offres, à compter du 1^{er} novembre 1997, pour obtenir le reste du gaz supplémentaire dont elle a besoin.

¹ Les besoins inclus dans le scénario de base comprennent les services de transport déjà disponibles et ceux dans le cas desquels les installations requises pour lancer le service ont été homologuées.

Tableau 3-2
Nouveaux services de transport garanti associés à la demande de
TransCanada concernant les installations de 1997-1998

| | date de démarrage | point de livraison | durée (années) | (10³m³/j) | volume⁽¹⁾ (10⁶pi³/j) |
|---|--------------------------|---------------------------|-----------------------|--|--|
| marchés intérieurs | | | | | |
| Centra Gas Ontario Limited | 1/11/97 | ZLSSM | 10 | 235 | 8.3 |
| Centra Gas Ontario Limited | 1/11/97 | ZLE | 10 | 95 | 3.4 |
| Union Gas Limited | 1/11/97 | ZLC | 10 | 283 | 10.0 |
| Commercial Alcohols Inc. | 1/11/97 | ZLC | 10 | 180 | 6.4 |
| The Consumers' Gas Company Ltd. | 1/11/97 | ZLE | 10 | 708 | 25.0 |
| Simplot Canada Limited | 1/11/97 | ZLM | 10 | 708 | 25.0 |
| Union Gas Limited | 1/11/97 | ZLC | 10 | 1 133 | 40.0 |
| total | | | | 3 342 | 118.1 |
| marchés de l'exportation | | | | | |
| Coastal Gas Marketing Company | 1/04/97 | Emerson 1 | 10,5 | 513 | 18.1 |
| Eagle Gas Marketing | 1/11/97 | Emerson 2 | 10 | 453 | 16.0 |
| Renaissance Energy Ltd. | 1/11/97 | Niagara Falls | 10 | 282 | 10.0 |
| ProGas Limited | 1/11/97 | Emerson | 10 | 160 | 5.6 |
| U.S. Gypsum Company | 1/11/97 | Emerson | 10 | 382 | 13.5 |
| Renaissance Energy Ltd. | 1/11/97 | Emerson | 10 | 91 | 3.2 |
| Coastal Gas Marketing Canada | 1/11/97 | Iroquois | 10 | 397 | 14.0 |
| ProGas Limited | 1/11/97 | Iroquois | 10 | 310 | 10.9 |
| Coastal Gas Marketing Canada | 1/11/97 | Chippawa | 10 | 1365 | 48.2 |
| Enron Capital & Trade Resources Canada Corp. | 1/11/97 | Niagara | 10 | 436 | 15.4 |
| PanEnergy Marketing | 1/11/97 | Niagara | 10 | 247 | 8.7 |
| Ranger Oil Limited | 1/11/97 | Niagara | 10 | 142 | 5.0 |
| total | | | 4 776 | 168.6 | |
| total - marchés intérieurs et de l'exportation | | | 8 118 | 286,7 | |

⁽¹⁾ La date de démarrage et le volume sont conformes aux dispositions des ententes préalables entre TransCanada et l'expéditeur.

3.2.2 Centra Gas Ontario Inc. (zone de livraison de l'Est, «ZLE»)

Centra Ontario a conclu avec TransCanada un contrat de services de transport garanti de dix ans, en date du 2 octobre 1996, pour la livraison de $95 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($3,4 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) de gaz par jour à compter du 1^{er} novembre 1997. Le gaz sera acheminé de l'Alberta et de la Saskatchewan jusqu'aux points d'interconnexion du réseau de TransCanada et des installations de Centra Ontario, à ses points de livraison dans la ZLE.

Ces livraisons permettront à Centra Ontario de faire face à la croissance normale de la demande du marché dans sa zone de desserte.

Les fournisseurs de Centra Ontario passeront des contrats avec NOVA et TransGas pour les services de transport en amont. Centra Ontario assurera le transport en aval.

Le portefeuille d'approvisionnements de Centra Ontario, composé de contrats à court, à moyen et à long terme, est assez souple en soi pour répondre à une partie de l'accroissement de la demande dans la ZLE. Centra Ontario procédera par appels d'offres, à compter du 1^{er} novembre 1997, pour obtenir le reste du gaz supplémentaire dont elle a besoin.

3.2.3 Union Gas Limited (zone de livraison du Centre, «ZLC»)

Union Gas Limited («Union») a passé avec TransCanada un contrat de services de transport garanti de dix ans, daté du 2 octobre 1996, qui prévoit la livraison de $283 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($10 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) de gaz par jour à compter du 1^{er} novembre 1997. Le gaz sera acheminé de l'Alberta et de la Saskatchewan jusqu'aux points d'interconnexion du réseau de TransCanada et des installations de Union, à ses points de livraison dans la ZLC.

Ces livraisons permettront à Union de faire face à la croissance normale de la demande du marché dans sa zone de desserte.

Les fournisseurs de Union passeront des contrats avec NOVA et TransGas pour les services de transport en amont. Union assurera le transport en aval.

Le portefeuille d'approvisionnements de Union, composé de contrats à court, à moyen et à long terme, est assez souple en soi pour répondre à une partie de l'accroissement de la demande dans la ZLC. Union fera des appels d'offres, à compter du 1^{er} novembre 1997, pour obtenir le reste du gaz supplémentaire dont elle a besoin.

3.2.4 Commercial Alcohols Inc.

Commercial Alcohols Inc. («Commercial Alcohols») a signé une entente préalable de dix ans avec TransCanada, datée du 26 mars 1996, pour la livraison de $180 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($6,4 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) de gaz par jour à compter du 1^{er} novembre 1997. Le gaz sera acheminé de l'Alberta jusqu'au point d'interconnexion des installations pipelinières de TransCanada et du réseau de distribution de Union, près de Parkway (Ontario).

Le gaz servira dans l'exploitation d'une usine d'éthanol que Commercial Alcohols doit construire à Chatham (Ontario) en 1996. L'éthanol produit sera utilisé comme combustible et à des fins

industrielles. L'usine produira des aliments pour bétail et du dioxyde de carbone (CO₂) comme sous-produits.

Le gaz sera brûlé dans un système de cogénération qui produira de la vapeur et de l'électricité pour alimenter le processus de fabrication. Une partie du gaz servira pour la chauffe directe d'un séchoir dans la production des aliments pour bétail.

Toute la production d'éthanol sera vendue à un gros détaillant de carburant, aux termes d'un contrat de prise obligatoire de dix ans. L'alcool industriel produit à Chatham sera également vendu suivant les pratiques actuelles du marché.

Le CO₂ produit par l'usine sera vendu sous contrat à Liquid Carbonic Inc. («Liquid Carbonic») à Markham (Ontario). Liquid Carbonic prévoit construire et exploiter une station de compression de CO₂ à l'emplacement même de l'usine d'éthanol. Le contrat de vente du CO₂ porte sur 15 ans et vise toute la production de CO₂ de l'usine. Commercial Alcohols a également conclu un contrat avec Casco Inc. d'Etobicoke (Ontario) pour la mise en marché des aliments pour bétail produits à son usine d'éthanol.

Northstar Energy Corporation («Northstar») passera un contrat avec NOVA pour les services de transport en amont. Union assurera le transport en aval.

Commercial Alcohols a signé une entente d'achat de gaz avec Northstar, datée du 16 janvier 1996, qui prévoit la fourniture des volumes de gaz requis jusqu'au 1^{er} janvier 2007. Northstar puisera le gaz dans son propre ensemble d'approvisionnements. Selon la liste énumérative des réserves de Northstar, émise par l'Alberta Energy Utilities Board («EUB»), et le bilan de l'offre et de la demande de la compagnie déposés au cours de l'audience, Northstar semble disposer d'un approvisionnement suffisant pour répondre aux besoins annuels projetés.

3.2.5 The Consumers' Gas Company Ltd. (ZLE)

The Consumers' Gas Company Ltd. («Consumers'») a signé une entente préalable de dix ans avec TransCanada, datée du 26 mars 1996, pour la livraison de 708 10³m³ (25 10⁶pi³) de gaz par jour à compter du 1^{er} novembre 1997. Le gaz sera acheminé de l'Alberta et de la Saskatchewan jusqu'à divers points d'interconnexion des installations pipelinaires de TransCanada et de Consumers' dans la ZLE.

Ces livraisons permettront à Consumers' de faire face à la croissance normale de la demande dans sa zone de desserte. Consumers' a fait valoir que les nouveaux services de transport qu'elle demande représentent une hausse de 2,5 % de ses besoins totaux en matière de transport (service garanti et service garanti offert).

Les fournisseurs de Consumers' passeront des contrats avec NOVA et TransGas pour les services de transport en amont. Consumers' assurera le transport en aval.

Le portefeuille d'approvisionnements de Consumers', composé de contrats à court, à moyen et à long terme, est assez souple en soi pour répondre à une partie de l'accroissement de la demande dans la ZLE. La compagnie procédera par appels d'offres, à compter du 1^{er} novembre 1997, pour obtenir le reste du gaz supplémentaire dont elle a besoin.

3.2.6 Simplot Canada Limited

Simplot Canada Limited («Simplot») a signé une entente préalable de dix ans avec TransCanada, en date du 29 mars 1996, pour la livraison de $558,2 \text{ } 10^3\text{m}^3$ ($19,7 \text{ } 10^6\text{pi}^3$) de gaz par jour à compter du 1^{er} novembre 1997. Le gaz sera acheminé de l'Alberta et de divers points de réception en Saskatchewan jusqu'au point d'interconnexion des installations de TransCanada et d'une nouvelle conduite de distribution que Centra Gas Manitoba Inc. («Centra Manitoba») doit construire près de Brandon (Manitoba). Simplot a conclu une deuxième entente préalable de dix ans avec TransCanada, également datée du 29 mars 1996, qui prévoit la livraison de $150 \text{ } 10^3\text{m}^3$ ($5,3 \text{ } 10^6\text{pi}^3$) de gaz par jour à partir du 1^{er} novembre 1997. Ces volumes seront acheminés de Welwyn (Saskatchewan) à Brandon (Manitoba).

Simplot détient actuellement sur le réseau TransCanada une capacité de transport garanti de $611,8 \text{ } 10^3\text{m}^3$ ($21,6 \text{ } 10^6\text{pi}^3$) de gaz par jour, dont une capacité quotidienne de $511,8 \text{ } 10^3\text{m}^3$ ($18,1 \text{ } 10^6\text{pi}^3$) à partir d'Empress, en Alberta, et une capacité de $100 \text{ } 10^3\text{m}^3$ ($3,5 \text{ } 10^6\text{pi}^3$) à partir de ses installations de stockage sous contrat, situées à Welwyn (Saskatchewan).

Le gaz supplémentaire sera utilisé comme charge d'alimentation dans le processus de production d'une nouvelle usine d'ammoniac d'une plus grande capacité qui sera construite au même endroit que deux usines existantes, qu'elle est censée remplacer. Les installations de production d'engrais synthétisent l'engrais azoté, l'engrais phosphaté et l'engrais soufré à partir du gaz naturel, de l'air et de l'eau, ajoutés de soufre et d'acide phosphorique. Simplot a indiqué qu'il lui faut constamment moderniser son usine d'ammoniac pour suivre les progrès techniques du point de vue de la production d'engrais, de l'économie d'énergie et de la réduction de la pollution. La compagnie a aussi souligné que, depuis qu'elle s'est lancée dans la production d'ammoniac en 1966, son marché n'a cessé de croître. Au départ, la nouvelle usine aura besoin de $1\,320 \text{ } 10^3\text{m}^3$ ($46,6 \text{ } 10^6\text{pi}^3$) de gaz par jour pour atteindre sa capacité de production. Les besoins en gaz que suppose la capacité de production supérieure de la nouvelle usine sont à la base des nouveaux services de transport que Simplot a demandés sur le réseau de TransCanada à compter du 1^{er} novembre 1997. Les usines actuelles ont besoin de quelque 570 à $700 \text{ } 10^3\text{m}^3$ ($20,1$ à $24,7 \text{ } 10^6\text{pi}^3$) de gaz par jour, selon les variations saisonnières de charge, et elles sont censées cesser leurs opérations et être remplacées d'ici le 1^{er} novembre 1997. Simplot a indiqué que l'augmentation de ses besoins en services de transport à partir du 1^{er} novembre 1997 découle de la croissance normale de la demande dans ses marchés actuels.

Simplot passera des contrats avec NOVA et TransGas pour les services de transport en amont. Centra Manitoba assurera le transport en aval. La Régie des services publics du Manitoba a autorisé Centra Manitoba à construire une conduite supplémentaire de 305 mm (12 po) reliant son réseau à l'installation de Simplot. Cette dernière est présentement desservie par une conduite de 254 mm (10 po).

Simplot possède une expérience considérable pour ce qui est d'acheter elle-même ses approvisionnements en gaz; en fait, il s'agit de l'un des premiers expéditeurs en aval sur le réseau TransCanada à avoir fait des achats directs de gaz au lendemain de la déréglementation vers le milieu des années 1980. Les pratiques contractuelles de Simplot reposent sur un portefeuille varié caractérisé par des contrats d'achat de court à moyen terme, le recours à des services de stockage pour soutenir la charge de base et avoir la souplesse de services d'appoint, de même que l'achat de gaz dans deux provinces, l'Alberta et la Saskatchewan. Simplot entretient de bons rapports avec les producteurs de gaz, regroupes et commercialisateurs et, depuis 1990, elle a recours aux services de France Financial Consulting Ltd., qui l'aide à prendre les arrangements nécessaires en matière d'approvisionnement.

Pour répondre à ses besoins accrus en gaz, Simplot compte passer des contrats d'achat, prenant effet en novembre 1997, dont certains à moyen terme (cinq ans), auprès de producteurs en Saskatchewan, et d'autres pour des périodes de deux à trois ans, auprès de producteurs en Alberta et en Saskatchewan. Elle achètera le reste des volumes requis de façon mensuelle, par la voie d'appels d'offres auxquels participeront au moins 40 fournisseurs. En outre, Simplot conservera son contrat d'approvisionnement variable pour répondre à ses besoins pendant les jours de pointe. Les volumes supplémentaires qui seront requis à la mise en service de l'usine au cours de l'été/automne de 1997 proviendront du marché à court terme du disponible.

3.2.7 Union Gas Limited (ZLC)

Union Gas Limited («Union») a signé une entente préalable de dix ans avec TransCanada, en date du 19 juillet de 1996, pour la livraison de $1\,133,1\ 10^3\text{m}^3$ ($40\ 10^6\text{pi}^3$) de gaz par jour à compter du 1^{er} novembre 1997. Le gaz sera acheminé de l'Alberta et de la Saskatchewan jusqu'aux points d'interconnexion du réseau de TransCanada et des installations de Union, à ses points de livraison dans la ZLC.

Ces livraisons permettront à Union de faire face à la croissance normale de la demande du marché dans la zone qu'elle dessert.

Les fournisseurs de Union passeront des contrats avec NOVA et TransGas pour les services de transport en amont. Union assurera le transport en aval.

Le portefeuille d'approvisionnements de Union, composé de contrats à court, à moyen et à long terme, est assez souple en soi pour répondre à une partie de l'accroissement de la demande dans la ZLC. Union fera des appels d'offres, à compter du 1^{er} novembre 1997, pour obtenir le reste du gaz supplémentaire dont elle a besoin.

3.3 Nouveaux services à l'exportation

Les installations proposées sont étayés par douze projets d'exportation dans le cadre desquels huit expéditeurs-exportateurs ont demandé des services de transport garanti supplémentaires totalisant $4\,776\ 10^3\text{m}^3$ ($168,6\ 10^6\text{pi}^3$) de gaz par jour, soit 59 % de tous les nouveaux services de transport garanti requis (voir le tableau 3-2).

3.3.1 Coastal Gas Marketing Company - projets American Crystal/ProGold

Coastal Gas Marketing Company («Coastal») a signé une entente préalable de dix ans et demie avec TransCanada, datée du 26 mars 1996, pour la livraison de $512,7\ 10^3\text{m}^3$ ($18,1\ 10^6\text{pi}^3$) de gaz par jour à compter du 1^{er} novembre 1997. Le gaz sera expédié de l'Alberta jusqu'au point d'interconnexion des installations de TransCanada et de Viking Gas Transmission Company («Viking»), à Emerson (Manitoba).

Le gaz servira à approvisionner les clients de Coastal, soit American Crystal Sugar Company («ACS») et ProGold Limited Liability Company («ProGold»), qui exploitent, ou exploiteront, des installations industrielles dans le Minnesota et le Dakota du Nord. ACS exploite cinq sucreries dans le Dakota du Nord et le Minnesota, qui fonctionnent principalement au charbon. En vue d'atteindre ou de dépasser les normes fédérales américaines et les normes de l'État en matière d'émissions atmosphériques, ACS, comme mesure proactive, est en voie de convertir au gaz naturel trois de ses sucreries du Minnesota.

ProGold en est à construire une maïserie de mouture humide près de Wahpeton, dans le Dakota du Nord, qui devait entrer en service à l'automne de 1996. La chaudière et les séchoirs de l'usine seront alimentés principalement au gaz naturel.

ACS et ProGold ont chacune conclu avec Coastal un contrat de vente de gaz garanti de dix ans, en date du 20 mars 1996, qui entrera en vigueur le 1^{er} novembre 1997.

Morrison Petroleum Ltd. («Morrison») s'occupe d'obtenir des services de transport en amont sur le réseau NOVA. Petro-Canada détient déjà la capacité requise sur le réseau NOVA en vertu d'ententes de transport garanti portant sur la période visée. Pour ce qui est du transport en aval, ACS et ProGold ont conclu des ententes préalables de 15 ans avec Viking, toutes deux datées du 28 août 1995, pour des services de transport garanti depuis la frontière internationale à Emerson (Manitoba) jusqu'à divers points de livraison dans le Minnesota. Les volumes transportés en vertu de ces ententes préalables avec Viking seront de l'ordre de 10 920 *decatherms* ($10,7 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) par jour, dans le cas d'ACS, et de 7 500 *decatherms* ($7,4 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) par jour, dans le cas de ProGold.

Coastal a signé une entente de onze ans avec Petro-Canada, datée du 1^{er} mars 1996, pour l'achat de $313,5 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($11,1 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) de gaz par jour et une autre entente de onze ans avec Morrison, datée du 14 mars 1996, pour l'achat de $199,1 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($7 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) de gaz par jour. Petro-Canada et Morrison puiseront les volumes de gaz requis dans l'ensemble de leurs approvisionnements respectifs. L'Office a examiné à fond les modalités d'approvisionnement liées au projet au cours de la récente audience GHW-1-96, et a trouvé que les renseignements fournis à ce sujet étaient satisfaisants.

3.3.2 Eagle Gas Marketing, LLC

Eagle Gas Marketing, LLC («Eagle») a signé une entente préalable de dix ans avec TransCanada, datée du 25 mars 1996, qui prévoit la livraison de $453,2 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($16 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) de gaz par jour, à compter du 1^{er} novembre 1997. Le gaz sera acheminé de la Saskatchewan jusqu'au point d'interconnexion des installations de TransCanada et de Great Lakes Gas Transmission Company Limited Partnership («Great Lakes»), à Emerson (Manitoba).

Eagle et UMC Petroleum Corporation («UMC») travaillent conjointement à obtenir une capacité de transport quotidienne de $453,2 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($16 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) pour le gaz qu'elles produisent dans le Montana (soit $226,6 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($8 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) par jour chacune). Pour les besoins du projet, il leur faut obtenir cette capacité sur le réseau de TransCanada et celui de Great Lakes. Afin de simplifier l'obtention de ces services de transport, les compagnies se sont partagé également la tâche : Eagle s'occupe d'obtenir la capacité voulue sur le réseau TransCanada et UMC fait la même démarche à l'endroit de Great Lakes. Chacune des parties a convenu de céder à l'autre 50 % de sa capacité.

Eagle et UMC sont chacune propriétaire de 50 % du volume de $453,2 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($16 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$). Eagle vendra sa portion du gaz à Rockland Pipeline Company («Rockland») aux termes d'une entente de vente de gaz garanti de dix ans. Rockland recevra le gaz d'Eagle à Carlton, dans le Minnesota, au point d'interconnexion des réseaux de Northern Natural Pipeline et de Great Lakes. La clientèle de Rockland se compose principalement de divers utilisateurs ultimes commerciaux et industriels, et de la compagnie Minnegasco, dans le Minnesota. Pour sa part, UMC a conclu une entente de vente de gaz garanti de dix ans, pour un volume quotidien de $226,6 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($8 \cdot 10^6 \text{pi}^3$), avec la compagnie Carthage Energy Services Inc., établie à Traverse City, dans le Michigan.

Eagle obtiendra à contrat des services de transport en amont sur les réseaux de Havre Pipeline Company, LLC («Havre») et de Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited («Many Islands»), en Saskatchewan. Eagle est propriétaire de Havre à 25 % et UMC en est propriétaire à 50 %. Many Islands dispose déjà d'une capacité suffisante, grâce à des arrangements à long terme existants, pour transporter les volumes projetés. UMC assurera le transport en aval par le réseau Great Lakes grâce à une entente préalable de dix ans qui prévoit un service de transport garanti jusqu'à St. Clair, dans le Michigan, à compter du 1^{er} novembre 1998. Pendant la première année de service, soit du 1^{er} novembre 1997 au 31 octobre 1998, le gaz pourra être vendu à Emerson ou être livré à divers marchés à partir du réseau Great Lakes, en vertu de cessions de capacité interruptible ou temporaire.

Les réserves de gaz au Montana d'où proviendront les volumes destinés au projet appartiennent à Eagle et à UMC ou sont contrôlées par celles-ci. Ces réserves, selon des estimations établies par un expert-conseil indépendant, McDaniel & Associates, et déposées auprès de l'Office, sont suffisantes pour répondre aux besoins du projet.

3.3.3 Renaissance Energy Ltd. - projet d'Iroquois Energy Brokers, LLC

Renaissance a signé une entente préalable de dix ans avec TransCanada, datée du 26 mars 1996, pour la livraison de $282 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($10 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) de gaz par jour, à compter du 1^{er} novembre 1997. Le gaz sera acheminé de l'Alberta jusqu'au point d'interconnexion des installations de TransCanada et de National Fuel Gas Supply Corporation («National Fuel»), à Niagara Falls (Ontario).

Le gaz sera vendu à Iroquois Energy Brokers, LLC. («Iroquois Energy») pour remplacer des contrats à court terme faisant partie de son portefeuille d'approvisionnements actuel. Iroquois Energy est une société de commercialisation faisant affaires dans l'État de New York, dont les ventes de gaz se chiffrent à $212 \cdot 10^6 \text{m}^3$ ($7,5 \cdot 10^9 \text{pi}^3$) par année. Les volumes en question lui permettront de répondre à la croissance projetée de son marché. En 1995, Iroquois Energy, grâce à son portefeuille global, a approvisionné en gaz plus de 300 petits clients industriels et commerciaux, y compris un groupe d'universités de l'État de New York, aux termes d'un contrat de dix ans qui a débuté en 1993. Les exportations proposées compteront pour environ 40 % du portefeuille d'approvisionnements d'Iroquois Energy.

Renaissance dispose de la capacité de transport en amont requise sur le réseau NOVA, en vertu d'ententes de services de transport garanti. National Fuel assurera le transport en aval aux termes d'ententes de transport garanti de dix ans qu'elle a déjà conclues avec Iroquois Energy. Par conséquent, il ne sera pas nécessaire d'obtenir une capacité supplémentaire sur le réseau National Fuel.

Le 1^{er} mars 1996, Renaissance a signé un contrat de vente de gaz renouvelable avec Iroquois Energy pour le volume voulu.

Renaissance puisera le gaz à exporter dans l'ensemble de ses approvisionnements. L'Office a examiné à fond les modalités d'approvisionnement liées au projet au cours de la récente audience GHW-1-96, et a trouvé que les renseignements fournis à cet égard étaient satisfaisants.

3.3.4 Coastal Gas Marketing Company - projet Chippawa

Coastal a signé une entente préalable de dix ans avec TransCanada, datée du 19 juillet 1996, pour la livraison de $1\,365,4 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($48,2 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) de gaz par jour, à compter du 1^{er} novembre 1997. Le gaz sera

acheminé de l'Alberta jusqu'au point d'interconnexion des installations de TransCanada et du réseau d'Empire State Pipeline Company («Empire»), à Chippawa (Ontario).

Coastal incorporera le gaz à son portefeuille d'approvisionnements pour desservir ses marchés dans le Nord-Est américain, composés surtout de distributeurs locaux, de services d'électricité et d'utilisateurs ultimes du secteur industriel. Au nombre des distributeurs locaux desservis par Coastal figurent National Fuel Gas Supply Corporation, Niagara Mohawk Power Corporation, New York State Electric & Gas Corporation, et Rochester Gas & Electric Corporation. Coastal écoule environ $14 \cdot 10^6 \text{m}^3$ ($0,5 \cdot 10^9 \text{pi}^3$) de gaz par jour dans le Nord-Est américain.

Coastal prévoit obtenir une capacité de transport en amont sur le réseau NOVA. Dès que NOVA lui aura attribué un volume garanti, elle le cédera à ses fournisseurs, mentionnés ci-dessous. Le réseau Empire assurera le transport en aval suivant une entente préalable de dix ans conclue entre Empire et Coastal, le 1^{er} mai 1996, pour des services de transport garanti.

Coastal a conclu des ententes d'achat de gaz avec sept fournisseurs, dont Canadian Natural Resources Ltd. («CNRL»), Cimarron Petroleum Ltd., Jordan Petroleum Ltd. («Jordan»), Orbit Oil & Gas, Rigel Oil & Gas Ltd., Rio Alto Exploration Ltd. («Rio Alto») et Wainoco Oil Corporation, qui prévoient la livraison d'un volume quotidien total de $1\,367,5 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($48,3 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) à Empress, en Alberta, du 1^{er} novembre 1997 jusqu'au 31 octobre 2007. L'Office a examiné à fond les modalités d'approvisionnement liées au projet au cours de la récente audience GHW-1-96, et a trouvé que les renseignements à cet égard étaient satisfaisants.

3.3.5 Coastal Gas Marketing Company - projet Iroquois

Coastal a signé une entente préalable de dix ans avec TransCanada, datée du 19 juillet 1996, pour la livraison de $396,6 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($14 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) de gaz par jour, à compter du 1^{er} novembre 1997. Le gaz sera acheminé de l'Alberta jusqu'au point d'interconnexion des installations de TransCanada et du réseau d'Iroquois Gas Transmission System, L.P. («Iroquois») à Iroquois, en Ontario.

Coastal incorporera le gaz à son portefeuille d'approvisionnements pour desservir ses marchés dans le Nord-Est des États-Unis, composés principalement de distributeurs locaux, de services d'électricité et d'utilisateurs ultimes du secteur industriel. Coastal écoule environ $14 \cdot 10^6 \text{m}^3$ ($0,5 \cdot 10^9 \text{pi}^3$) de gaz par jour dans le Nord-Est américain.

Coastal dispose d'une capacité de transport en amont sur le réseau NOVA, qu'elle compte céder à ses fournisseurs, mentionnés ci-dessous. Le réseau Iroquois assurera le transport en aval aux termes d'une entente préalable de dix ans pour des services de transport garanti, que Coastal et Iroquois ont signée le 10 avril 1996.

Coastal a conclu des ententes d'achat de gaz à long terme avec trois fournisseurs, soit Jordan, Rio Alto et Pinnacle Resources Ltd. («Pinnacle»), qui prévoient la livraison d'un volume quotidien total de $393,2 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($14 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) à Empress, en Alberta, du 1^{er} novembre 1997 jusqu'au 31 octobre 2007. Jordan, Rio Alto et Pinnacle fourniront le gaz à même l'ensemble de leurs approvisionnements. Chacun de ces trois producteurs a soumis un résumé de l'ensemble de ses approvisionnements, ainsi qu'un bilan de l'offre et de la demande globales indiquant qu'il existe un approvisionnement suffisant pour leur permettre de fournir les volumes demandés. Ces arrangements en matière

d'approvisionnement seront aussi examinés dans le cadre de la prochaine audience que tiendra l'Office pour l'examen des demandes de licences d'exportation de gaz.

3.3.6 Enron Capital & Trade Resources Canada Corp.

Enron Capital & Trade Resources Canada Corp. («Enron») a signé une entente préalable de dix ans avec TransCanada, datée du 19 juillet 1996, pour la livraison de $435,9 \times 10^3 \text{m}^3$ ($15,4 \times 10^6 \text{pi}^3$) de gaz par jour, à compter du 1^{er} novembre 1997. Le gaz sera acheminé de l'Alberta jusqu'au point d'interconnexion des installations de TransCanada et de National Fuel, à Niagara Falls, en Ontario.

Enron Capital & Trade Resources Corp. («ECTR») achètera le gaz et l'inclura dans son portefeuille d'approvisionnements global. Enron et ECTR ont conclu un contrat de dix ans, daté du 1^{er} juin 1994, pour l'achat et la vente de volumes de gaz garantis, qui est assorti d'une lettre de confirmation en date du 29 avril 1996. D'une façon générale, ECTR s'attend à utiliser le gaz exporté pour desservir le marché du Nord-Est américain, sur lequel elle détient des contrats d'approvisionnement à long terme. ECTR s'est engagée à livrer environ $5\,600 \times 10^3 \text{m}^3$ ($197 \times 10^6 \text{pi}^3$) de gaz par jour dans le cadre de cinq contrats d'approvisionnement à long terme conclus avec les compagnies suivantes : Consolidated Edison Company of New York, Inc. («Consolidated Edison»), New York Power Authority, Elizabethtown Gas Co., Long Island Lighting Company et Brooklyn Union Gas. Le gaz exporté en vertu du projet remplacera les approvisionnements de source américaine sur lesquels reposent actuellement les contrats à long terme en question.

Enron dispose de la capacité de transport en amont requise sur le réseau NOVA, en vertu d'ententes de services de transport garanti. Le réseau National Fuel assurera le transport en aval aux termes d'une entente préalable de transport garanti de dix ans, conclue entre National Fuel et ECTR le 30 avril 1996, qui prévoit la livraison des volumes à Leidy, en Pennsylvanie. Transcontinental Gas Pipe Ligne Corporation («Transco») fournira d'autres services de transport en aval, suivant une entente préalable de transport garanti de 15 ans, que Transco et ECTR ont signée le 18 décembre 1995.

Enron a conclu un contrat-cadre de dix ans avec CNRL pour l'achat/vente garanti d'environ $283 \times 10^3 \text{m}^3$ ($10 \times 10^6 \text{pi}^3$) de gaz par jour, en plus du combustible; une lettre de confirmation a été signée le 2 avril 1996. Enron a conclu avec Beau Canada Exploration Ltd. («Beau Canada») un autre contrat-cadre de dix ans, assorti d'une lettre de confirmation datée du 1^{er} avril 1996, qui prévoit l'achat/vente garanti d'environ $142 \times 10^3 \text{m}^3$ ($5 \times 10^6 \text{pi}^3$) de gaz par jour, en plus du combustible. CNRL et Beau Canada puiseront dans l'ensemble de leurs approvisionnements les volumes requis. Chaque producteur a soumis un résumé de l'ensemble de ses approvisionnements, ainsi qu'un bilan de l'offre et de la demande globales indiquant qu'un approvisionnement suffisant existe pour répondre aux besoins annuels prévus. Ces arrangements en matière d'approvisionnement seront aussi examinés par l'Office dans le cadre de la prochaine audience que tiendra l'Office pour l'examen des demandes de licences d'exportation de gaz.

3.3.7 PanEnergy Marketing, A Division of PanEnergy Marketing Canada Ltd.

PanEnergy Marketing, A Division of PanEnergy Services Canada Ltd. («PanEnergy») a signé une entente préalable de dix ans avec TransCanada, datée du 19 juillet 1996, pour la livraison de $246,5 \times 10^3 \text{m}^3$ ($8,7 \times 10^6 \text{pi}^3$) de gaz par jour, à compter du 1^{er} novembre 1997. Le gaz sera acheminé de points de réception en Alberta et en Saskatchewan jusqu'au point d'interconnexion des installations de TransCanada et de National Fuel, à Niagara Falls, en Ontario.

Le 1^{er} août 1996, PanEnergy Corp., société affiliée à PanEnergy and Mobil Corporation («Mobil»), a achevé de mettre sur pied, au Canada et aux États-Unis, des entreprises de commercialisation du gaz dont elle avait déjà annoncé la création. Au Canada, la nouvelle entreprise, désignée PanEnergy Marketing, Limited Partnership («Pan Energy Marketing») doit commercialiser un volume initial d'environ $42,5 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ ($1,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3$) de gaz par jour, y compris toute la production canadienne de Mobil au cours des dix prochaines années. PanEnergy Marketing s'est vue confier tous les aspects de l'actuel projet d'exportation dont PanEnergy s'occupait antérieurement au Canada. Aux États-Unis, la nouvelle entreprise, désignée PanEnergy Trading and Marketing Services, LLC. («PTMS»), est censée commercialiser d'abord un volume d'environ $198 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($7 \cdot 10^9 \text{ m}^3$) de gaz par jour. PTMS s'est aussi engagée à commercialiser toute la production américaine de Mobil pendant une période de dix ans. PTMS prendra en main, aux États-Unis, tous les aspects de l'actuel projet d'exportation, y compris le rôle d'acheteur dans le cadre du contrat d'exportation et de détenteur de la capacité de transport en aval.

PTMS emploiera le gaz pour approvisionner des marchés à long terme dans le Nord-Est des États-Unis. Elle détient des contrats avec les compagnies Consolidated Edison et Boston Edison Company («Boston Edison») pour des volumes supérieurs à ceux que vise le projet. PanEnergy Marketing a indiqué que PTMS compte gérer son portefeuille général d'approvisionnements et de services de transport de la façon la plus rentable possible et qu'il est donc possible que PanEnergy Marketing utilise les services de transport sollicités dans le cadre de la présente demande pour acheminer du gaz vers d'autres marchés, en plus de Consolidated Edison et Boston Edison.

PanEnergy Marketing détient la capacité requise sur le réseau NOVA pour le transport en amont, en vertu d'ententes de services de transport garanti. Le réseau de National Fuel assurera le transport en aval aux termes d'un contrat cédé de transport garanti de douze ans, conclu entre National Fuel et PTMS et daté initialement du 29 mars 1996.

Transco et Algonquin Gas Transmission Company («Algonquin») fourniront d'autres services de transport en aval, suivant des contrats signés de transport garanti, datés du 23 octobre 1995 et du 1^{er} novembre 1995, respectivement. Ces contrats expireront environ deux ans et deux ans et demi, respectivement, après le 1^{er} novembre 1997.

PTMS achètera le gaz de PanEnergy Marketing, à Niagara Falls, en Ontario, point de livraison du gaz par le réseau TransCanada, aux termes d'un contrat de vente de gaz de dix ans, daté du 1^{er} août 1996 et mis à jour en 1997. PanEnergy Marketing est cessionnaire de deux contrats de dix ans conclus avec Beau Canada et Pinnacle pour l'achat de $141,7 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($5 \cdot 10^6 \text{ m}^3$) et de $105,5 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($3,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3$) de gaz par jour, respectivement; ces contrats entreront en vigueur le 1^{er} novembre 1997. Beau Canada et Pinnacle puiseront le gaz dans l'ensemble de leurs gisements. Chaque producteur a soumis un résumé de l'ensemble de ses gisements, ainsi qu'un bilan de l'offre et de la demande globales indiquant que l'approvisionnement suffit pour fournir les volumes requis. Ces arrangements en matière d'approvisionnement seront aussi examinés dans le cadre de la prochaine audience que tiendra l'Office pour l'examen des demandes de licences d'exportation de gaz.

3.3.8 ProGas Limited - projet Emerson 1

ProGas Limited («ProGas») a signé une entente préalable de dix ans avec TransCanada, datée du 19 juillet 1996, pour la livraison de $160 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($5,6 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$) de gaz par jour, à compter du 1^{er} novembre

1997. Le gaz sera acheminé de l'Alberta jusqu'au point d'interconnexion des installations de TransCanada et de Viking, à Emerson (Manitoba).

Le gaz en question sera vendu à Great Plains Natural Gas Company («Great Plains»), un distributeur local du Minnesota, aux termes d'un contrat de vente d'une durée de 15 ans, dans sa version modifiée, conclu entre Great Plains et ProGas U.S.A., Inc. («ProGas U.S.A.»), filiale en propriété exclusive de ProGas, qui entrera en vigueur le 1^{er} novembre 1997.

ProGas dispose de la capacité de transport en amont requise sur le réseau NOVA, en vertu d'ententes de services de transport garanti. Le transport en aval sera assuré par le réseau Viking aux termes d'une entente préalable de transport garanti de dix ans, que Viking et ProGas U.S.A. ont signée le 30 avril 1996.

ProGas and ProGas U.S.A. ont conclu un contrat d'achat de gaz renouvelable, qui a été modifié le 2 juillet 1990.

ProGas a indiqué que les volumes de gaz sous-tendant sa demande actuelle de services de transport sur le réseau TransCanada proviendront de ses réserves sous contrat dans l'Ouest du Canada. À l'heure actuelle, ProGas dispose de réserves de gaz sous contrat dans plus de 210 champs et 1 500 gisements gaziers exploités par plus de 170 fournisseurs. ProGas a déposé un résumé des réserves qu'elle détient par contrat ainsi qu'une comparaison de la capacité productive et des besoins annuels touchant ces réserves. La comparaison indique que ProGas pourra répondre à ses engagements contractuels, et entre autres fournir le volume de gaz demandé. Ces arrangements seront aussi examinés dans le cadre de l'audience GHW-2-96 que tient l'Office.

3.3.9 ProGas Limited - projet Iroquois

ProGas a signé une entente préalable de dix ans avec TransCanada, datée du 19 juillet 1996, pour la livraison de $310 \times 10^3 \text{ m}^3$ ($10,9 \times 10^6 \text{ pi}^3$) de gaz par jour, à compter du 1^{er} novembre 1997. Le gaz sera acheminé de l'Alberta jusqu'au point d'interconnexion des installations de TransCanada et d'Iroquois, à Iroquois, en Ontario.

Dans un premier temps, ProGas U.S.A., filiale en propriété exclusive de ProGas, vendra le gaz en vertu d'arrangements allant de court à moyen terme, mais ne dépassant pas deux ans, à des distributeurs locaux, des commercialisateurs, des utilisateurs ultimes industriels et commerciaux, ainsi qu'à des producteurs d'électricité. Bien qu'elle n'ait pas, pour le moment, d'engagements à long terme susceptibles d'étoffer sa demande de services, ProGas a soutenu que, à son avis, TransCanada devrait accepter sa demande de services parce qu'elle peut démontrer d'une part qu'elle a l'appui des producteurs et, d'autre part, qu'elle dispose d'un approvisionnement suffisant pour utiliser pleinement la capacité sollicitée.

ProGas U.S.A. est partie à un certain nombre d'ententes de vente de gaz garanti à long terme aux États-Unis qui lui permettraient d'écouler les volumes en question, mais elle préfère les affecter d'abord à des ventes à court et à moyen terme. ProGas a souligné que le taux d'utilisation de la capacité pipelinière servant à acheminer les exportations vers le Nord-Est des États-Unis est demeuré élevé, ajoutant que l'augmentation des exportations vers ce marché a suivi de près l'accroissement de la demande de gaz dans le Nord-Est et que l'on privilégie de plus en plus les sources

d'approvisionnement à court et à moyen terme pour satisfaire la demande du marché. Selon ProGas, ces tendances devraient se maintenir à l'avenir.

ProGas dispose de la capacité de transport en amont requise sur le réseau NOVA, en vertu d'ententes de transport garanti. Le transport en aval sera assuré par le réseau Iroquois aux termes d'une entente préalable de transport garanti de dix ans, que ProGas U.S.A. et Iroquois ont signée le 11 avril 1996.

ProGas and ProGas U.S.A. ont conclu un contrat d'achat de gaz renouvelable, qui a été modifié le 2 juillet 1990.

ProGas a indiqué que les volumes de gaz sous-tendant sa demande actuelle de services de transport sur le réseau TransCanada proviendront de ses réserves sous contrat dans l'Ouest du Canada. À l'heure actuelle, ProGas dispose de réserves de gaz sous contrat dans plus de 210 champs et 1 500 gisements gaziers exploités par plus de 170 fournisseurs. ProGas a déposé un résumé des réserves qu'elle détient par contrat ainsi qu'une comparaison de la capacité productive et des besoins annuels touchant ces réserves. La comparaison indique que ProGas pourra répondre à ses engagements contractuels, et entre autres fournir le volume de gaz demandé. Ces arrangements seront aussi examinés dans le cadre de la prochaine audience que tiendra l'Office pour l'examen des demandes de licences d'exportation de gaz.

3.3.10 Ranger Oil Limited

Ranger Oil Limited («Ranger») a signé une entente préalable de dix ans avec TransCanada, datée du 19 juillet 1996, pour la livraison de $141,6 \times 10^3 \text{m}^3$ ($5 \times 10^6 \text{pi}^3$) de gaz par jour, à compter du 1^{er} novembre 1997. Le gaz sera acheminé de l'Alberta jusqu'au point d'interconnexion des installations de TransCanada et de National Fuel, à Niagara Falls, en Ontario.

Enron achètera le gaz de Ranger près de Niagara Falls, en Ontario, soit du côté canadien de la frontière canado-américaine. Enron and ECTR ont conclu une entente d'achat/vente garantie de dix ans, datée du 1^{er} juin 1994, assortie d'une lettre de confirmation en date du 29 avril 1996. La propriété du gaz passera de Enron à ECTR du côté canadien de la frontière, près de Niagara Falls, en Ontario.

ECTR s'est définie comme le plus gros acheteur et vendeur de gaz naturel en Amérique du Nord. Elle prévoit commercialiser le gaz comme étant son portefeuille général d'approvisionnements. ECTR a aussi indiqué qu'elle s'attend à utiliser le gaz pour alimenter le marché du Nord-Est des États-Unis, là où elle détient des contrats à long terme. ECTR s'est engagée à livrer environ $5\,600 \times 10^3 \text{m}^3$ ($197 \times 10^6 \text{pi}^3$) de gaz par jour en vertu de cinq contrats d'approvisionnement à long terme conclus avec Consolidated Edison Company, New York Power Authority, Elizabethtown Gas Co., Long Island Lighting Company et Brooklyn Union Gas. Ces exportations de gaz se substitueront aux approvisionnements de source américaine sur lesquels reposent actuellement les contrats à long terme en question.

Enron dispose de la capacité de transport en amont requise sur le réseau NOVA, en vertu d'ententes de services de transport garanti. Le réseau National Fuel assurera le transport en aval aux termes d'une entente préalable de transport garanti de dix ans, conclue entre National Fuel et ECTR le 30 avril 1996. Transco fournira d'autres services de transport en aval, suivant une entente préalable de transport garanti de 15 ans, que Transco et ECTR ont signée le 18 décembre 1995.

Ranger et Enron ont conclu un contrat-cadre d'achat/vente garanti de dix ans, daté du 22 avril 1996, et assorti d'une lettre de confirmation en date du 2 avril 1996, selon lequel environ $142 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($5 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) de gaz par jour seront livrés à Niagara, en Ontario, à partir du 1^{er} novembre 1997. Ranger a déposé un résumé des réserves qu'elle détient par contrat ainsi qu'un bilan de l'offre et de la demande globales indiquant que l'approvisionnement est suffisant pour fournir les volumes contractuels. Ces arrangements seront aussi examinés dans la prochaine audience que tiendra l'Office pour l'examen des demandes de licences d'exportation de gaz.

3.3.11 Renaissance Energy Ltd. - projet Midwest

Renaissance a signé une entente préalable de dix ans avec TransCanada, datée du 19 juillet 1996, pour la livraison de $90,7 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($3,2 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) de gaz par jour, à compter du 1^{er} novembre 1997. Le gaz sera acheminé de l'Alberta jusqu'au point d'interconnexion des installations de TransCanada et de Great Lakes, à Emerson (Manitoba).

Le gaz sera reçu par la filiale de Renaissance, REI, à Carlton, au Minnesota. REI s'occupera de commercialiser le gaz auprès d'une clientèle de base composée de distributeurs locaux et de clients industriels. À l'heure actuelle, REI distribue quelque $4 \cdot 000 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($140 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) de gaz par jour à ce type de clients. Renaissance et REI ont conclu un contrat à long terme d'approvisionnement en gaz, pour le volume en question, qui prendra fin le 31 octobre 2010.

Renaissance dispose de la capacité de transport en amont requise sur le réseau NOVA, en vertu d'ententes de services de transport garanti. Le réseau Great Lakes assurera le transport en aval conformément à une entente de transport garanti à long terme, signée par Great Lakes et REI, et prenant effet le 8 mai 1996.

Renaissance puisera les volumes de gaz requis dans l'ensemble de son approvisionnement. Un sommaire des réserves constituant l'ensemble de son approvisionnement et un bilan de l'offre et de la demande de gaz pour la compagnie ont été déposés et indiquent que l'approvisionnement est suffisant pour répondre aux besoins annuels projetés.

3.3.12 United States Gypsum Company

United States Gypsum Company («US Gypsum») a signé une entente préalable de dix ans avec TransCanada, datée du 19 juillet 1996, pour la livraison de $382 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($13,5 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) de gaz par jour, à compter du 1^{er} novembre 1997. Le gaz sera acheminé de l'Alberta jusqu'au point d'interconnexion des installations de TransCanada et de Great Lakes, à Emerson (Manitoba).

US Gypsum, filiale en propriété exclusive de USG Corporation, se servira du gaz pour alimenter des fabriques de panneaux de gypse dans le Midwest américain.

Renaissance, le fournisseur de US Gypsum, passera un contrat avec NOVA pour obtenir les services de transport en amont requis. Le réseau Great Lakes assurera le transport en aval, conformément à une entente renouvelable de transport garanti à long terme, que Great Lakes et US Gypsum ont signée le 23 mai 1995.

US Gypsum a signé avec Renaissance une lettre d'entente portant sur dix ans, en date du 2 mai 1996, qui prévoit la livraison à Empress, en Alberta, à compter du 1^{er} novembre 1997, d'une quantité maximale de $390,9 \times 10^3 \text{ m}^3$ ($13,8 \times 10^6 \text{ pi}^3$) de gaz par jour. Renaissance puisera les volumes requis dans l'ensemble de son approvisionnement. Un résumé de l'ensemble de ses réserves, ainsi qu'un bilan de l'offre et de la demande globales indiquant que l'approvisionnement est suffisant pour répondre aux besoins annuels, ont été soumis. Ces arrangements en matière d'approvisionnement seront examinés dans le cadre de la prochaine audience que tiendra l'Office pour l'examen des demandes de licences d'exportation de gaz .

Opinion des parties

Renaissance, l'Association canadienne des producteurs pétroliers («ACPP»), Coastal, Consumers', Eagle, Enron, Gaz Métropolitain, inc. («GMI»), Simplot, et Union Gas/Centra Ontario ont appuyé sans exception la demande que TransCanada a présentée aux termes de la partie III de la Loi pour faire autoriser des services de transport particuliers.

Aucune des parties en présence n'a remis en question ou contesté les demandes de services liées aux divers projets ou la nécessité des installations visées par la demande.

Opinion de l'Office

L'Office juge raisonnables les prévisions établies par TransCanada aux fins de l'évaluation de ses besoins en installations pour l'année contractuelle 1997-1998. De plus, l'Office est convaincu que les nouveaux projets de transport liés aux marchés intérieurs et d'exportation sont assez avancés pour ce qui concerne l'approvisionnement en gaz, les ententes de transport en amont et en aval, les ententes d'achat et de vente de gaz et l'obtention des autorisations requises auprès des organismes de réglementation canadiens et américains, pour justifier la conception que TransCanada propose pour ses installations. Selon l'Office, on peut raisonnablement s'attendre que toutes les questions en suspens, en ce qui touche les contrats et les autorisations, seront réglées en temps opportun pour que les services en question commencent à la date prévue.

L'Office est satisfait des méthodes de prévision de TransCanada et de sa démarche visant à faire vérifier de façon indépendante les renseignements fournis par les expéditeurs éventuels. Cependant, pour garantir que les installations visées par la demande sont utiles et qu'elles le demeureront à long terme, l'Office estime opportun d'assortir tout certificat délivré à TransCanada des conditions suivantes, qui doivent être remplies avant le début des travaux de construction :

- prouver, en ce qui a trait aux nouveaux volumes d'exportation garantis, que toutes les autorisations nécessaires des organismes de réglementation aux États-Unis et au Canada ont été obtenues, y compris les autorisations canadiennes d'exportation à long terme;
- prouver, en ce qui concerne le transport des nouveaux volumes garantis, que les contrats de transport voulus ont été signés;

- prouver, relativement au transport des nouveaux volumes garantis, que toutes les autorisations nécessaires des organismes de réglementation aux États-Unis et au Canada ont été obtenues à l'égard des installations et des services de transport requis en aval;
- prouver, en ce qui touche le transport des nouveaux volumes garantis, que les contrats d'approvisionnement en gaz nécessaires ont été conclus;
- faire état de tout changement dans les besoins inhérents au scénario de base ou dans les besoins auxquels les installations proposées sont censées répondre.

L'Office juge que le fait d'assortir le certificat des conditions susmentionnées permettra de faire en sorte que seules les installations nécessaires pour répondre aux besoins globaux en services garantis seront construites.

Conformément aux opinions exprimées dans les motifs de décision GHW-3-89 de l'Office, et pour les besoins de la présente demande, l'Office n'exige pas de renseignements détaillés sur l'approvisionnement en gaz relativement aux services demandés par Centra Ontario, Consumers' et Union, car leurs demandes découlent de la croissance normale des marchés dans les zones qu'elles desservent.

Compte tenu des précisions et des conditions énoncées ci-dessus, et aux fins de la présente instance liée à la partie III, l'Office accepte les modalités d'approvisionnement en gaz décrites pour les expéditeurs des marchés intérieurs et d'exportation.

3.4 Contrats de service garanti non approuvés des nouveaux expéditeurs inclus dans la version modifiée de la demande de TransCanada

Dans sa demande initiale visant ses installations de 1997-1998, datée du 3 avril 1996, TransCanada faisait état de neuf projets qui supposaient de nouveaux services de transport garanti totalisant $3\,574\,10^3\text{m}^3$ ($126,3\,10^6\text{pi}^3$) de gaz par jour. TransCanada s'est dite réticente à construire des installations supplémentaires pour augmenter la capacité globale de ses installations, à cause des dispositions sur les droits de renouvellement des contrats prévues à l'article 8 du barème des droits applicables au service garanti. Elle a soutenu que ces dispositions ont pour effet de dissuader ses expéditeurs actuels de prolonger des contrats, qui sont sur le point d'expirer, pour une période plus longue que la durée minimale d'un an ou de donner un préavis à cet égard plus de six mois avant la date d'expiration du contrat. TransCanada a fait savoir qu'elle a engagé des discussions avec l'industrie et les intervenants touchés au sujet du profil d'expiration de ses contrats et des préoccupations que les modalités du service de transport garanti suscitent chez d'autres parties.

Le 2 août 1996, TransCanada a déposé une version modifiée de sa demande visant les installations de 1997-1998, dans laquelle elle ajoutait dix projets supplémentaires, ce qui portait à 19 le nombre total de projets visés et à $8\,118\,10^3\text{m}^3$ ($286,7\,10^6\text{pi}^3$) de gaz par jour le volume total des nouveaux services de transport garanti demandés. Pour être inclus dans la version modifiée de la demande de TransCanada, les «nouveaux expéditeurs», que TransCanada qualifie d'«expéditeurs de relève», ont conclu des ententes préalables renfermant des clauses qui ne figurent pas dans les ententes préalables initiales que TransCanada a passées avec les expéditeurs de l'agrandissement. En effet, les nouveaux

expéditeurs ajoutés dans la demande modifiée ont accepté de conclure un contrat de service garanti assorti de droits de renouvellement différents de ceux qui sont actuellement prévus dans le tarif, sachant qu'un changement surviendrait à ce chapitre à l'issue des discussions entre l'industrie et TransCanada et suite à l'approbation de l'Office. TransCanada a indiqué qu'elle ne s'attendait pas à ce que l'Office se prononce sur cette question dans le cadre de l'audience.

Aucun des expéditeurs ajoutés dans la demande modifiée n'a manifesté un intérêt à discuter au cours de l'audience de la question des contrats de SG non approuvés. TransCanada a souligné qu'il ne convenait pas d'inférer quoi que ce soit du silence des parties sur ces questions dans le compte rendu de la demande. La compagnie a ajouté qu'elle ne voulait pas débattre la question des droits de renouvellement dans le cadre de l'audience de crainte de nuire aux discussions en cours.

TransCanada a aussi indiqué pendant l'audience qu'elle avait pris, avec chacun des expéditeurs ajoutés dans la demande modifiée, des arrangements qui lui permettraient d'aller de l'avant avec la construction de toutes les installations proposées, à condition qu'un certificat soit délivré, et de le faire même si l'Office rendait, aux termes de la partie IV de la Loi, une décision concernant les droits de renouvellement des contrats qui ne faisait pas son affaire. De plus, TransCanada a souligné que les expéditeurs ajoutés dans la demande modifiée seraient traités de la même façon que les autres, et que les arrangements pris avec eux ne nécessiteraient pas une autorisation de l'Office en vertu de la partie IV et n'influeraient d'aucune façon sur les droits des autres expéditeurs.

Opinion de l'Office

En déterminant l'à-propos d'autoriser par certificat la construction des installations proposées pour répondre aux besoins des expéditeurs ajoutés dans la demande modifiée, l'Office garde à l'esprit l'engagement de TransCanada comme quoi la construction des installations en question ne dépendra pas de l'issue d'une instance future tenue en vertu de la partie IV pour traiter la question des droits de renouvellement des contrats. En outre, l'Office prend acte du fait que TransCanada s'est engagée à traiter tous ses expéditeurs sur un pied d'égalité, qu'elle a donné des garanties qu'aucun arrangement pris avec les expéditeurs ajoutés dans la demande modifiée ne nuirait aux droits des autres expéditeurs et qu'elle s'est engagée à tenir compte des projets de tous les expéditeurs ajoutés dans la demande modifiée au moment de construire les installations visées par la demande, si l'Office octroie le certificat requis.

L'Office estime donc que toute approbation de sa part devrait inclure les installations requises aux fins des projets des expéditeurs ajoutés dans la version modifiée de la demande de TransCanada.

Chapter 4

Installations

4.1 Installations particulières

Les installations dont TransCanada fait état dans sa demande visant les installations de 1997-1998 et dont il sera traité dans le cadre de l'audience GH-3-96 comprennent 205,5 km de doublements, 13 compresseurs permanents d'une puissance totale de 350 MW, des collecteurs à installer aux stations 62, 77, 84, 110 et 112, des refroidisseurs complémentaires aux stations 41, 55 et 99, des appareils auxiliaires de réserve, des blocs compresseurs et des pièces de rechange. Les compresseurs incluent sept nouveaux turbocompresseurs de 28,3 MW aux stations 5, 13, 21, 60, 75, 88 et 102, cinq nouveaux compresseurs électriques de 28,3 MW aux stations 9, 41 (2 appareils), 52 et 123, et un turbocompresseur de 10,4 MW à la station 211.

La figure 4-1 et le tableau 4-1 donnent le détail et le coût des installations en question. Le coût total en capital des installations est estimé à 897 millions \$ (en \$ de 1996). TransCanada a fait valoir que les installations proposées lui sont nécessaires pour répondre aux besoins futurs globaux de ses expéditeurs à compter du 1^{er} novembre 1997.

Pour déterminer une combinaison souhaitable de compresseurs à moteur électrique et de compresseurs entraînés par turbine à gaz, et le type d'appareil qu'il convenait d'installer à chaque endroit, TransCanada a tenu compte de la proximité des sources d'alimentation en électricité, de la capacité des fournisseurs de livrer les appareils et des exigences de chaque site quant au bruit et aux émissions atmosphériques. TransCanada a indiqué qu'avant d'avoir acquis une plus grande expérience opérationnelle des gros compresseurs électriques, elle n'en installerait pas dans des stations qui sont voisines l'une de l'autre.

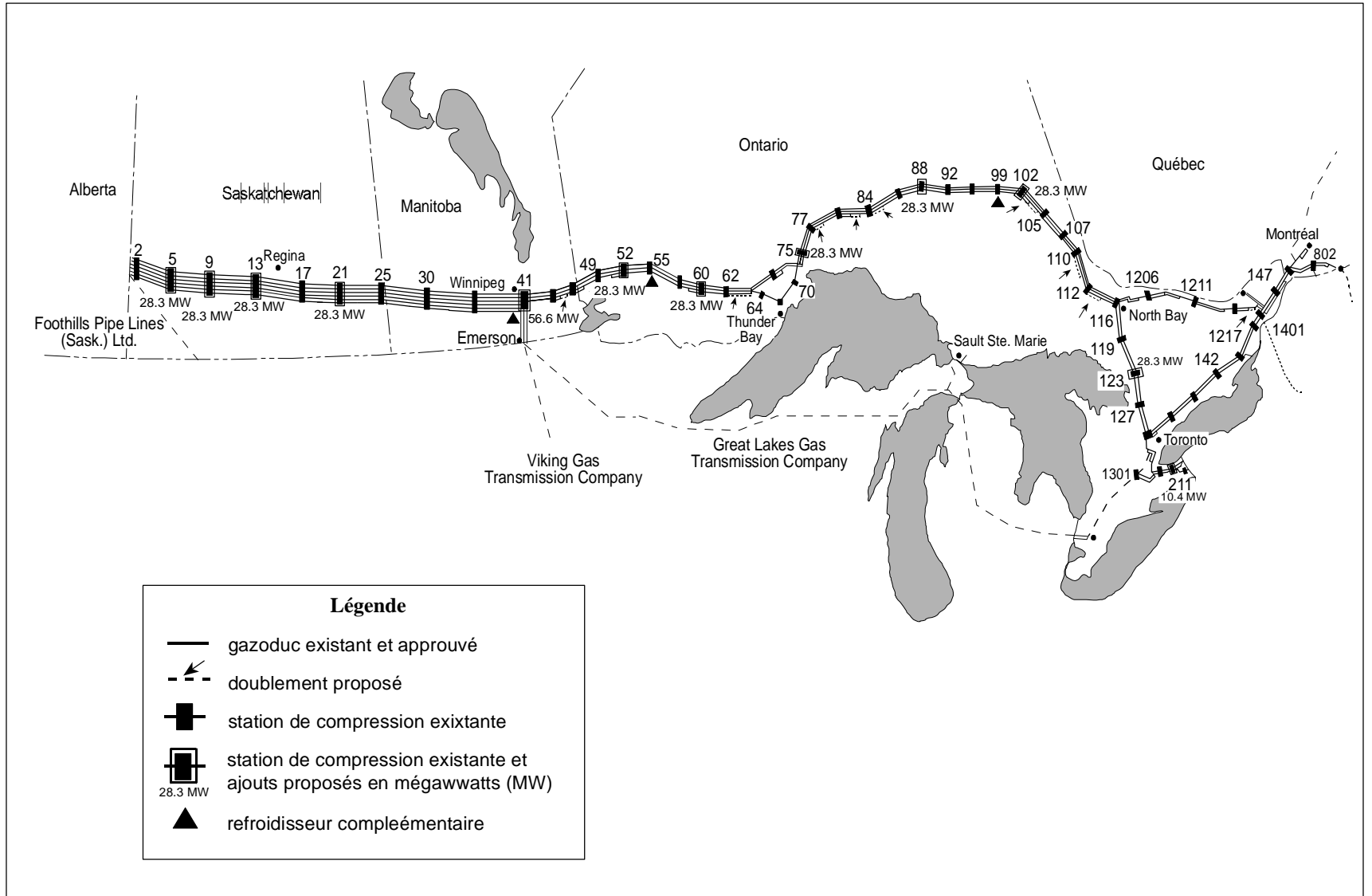
TransCanada a indiqué qu'une partie de l'augmentation de la capacité que fourniraient les nouveaux appareils implantés aux stations 5, 9, 13, 21, 41, 75 et 211 viserait à compenser la perte de capacité attribuable à la réforme des appareils «A» des stations 13, 41 et 211, et au déclassement des appareils 5A1, 9A1, 21A1 et 75A2 au statut d'appareils auxiliaires. Elle a précisé que la décision de déclasser un appareil au statut de matériel auxiliaire dépend de la question de savoir s'il est encore utilisable et fiable. Les compresseurs que TransCanada se propose de déclasser sont des appareils Westinghouse à l'égard desquels le fabricant pourrait, à court préavis, cesser d'assurer l'entretien et de fournir des pièces de rechange. En outre, TransCanada a indiqué que la durée de vie utile des récupérateurs associés aux appareils 5A1, 9A1 et 21A1 achève. Dans la conception de ses installations, TransCanada a prévu une réserve de capacité de 5 % et un excédent de capacité, aspects qui sont traités à la section 4.2.2.

TransCanada a souligné que la plupart des installations visées par la demande sont censées être mises en place à l'été de 1997. Toutefois, pour répondre à toutes les demandes de service garanti sous-tendant sa demande, TransCanada estime qu'il lui faut construire certains doublements dès l'hiver de 1996-1997, car ils se trouvent dans des fondrières et des régions marécageuses qui sont particulièrement difficiles d'accès l'été et où il est inutilement coûteux de construire pendant cette saison. Le doublement Richmond, qui doit être construit l'hiver, est visé par la demande de TransCanada visant une exemption, examinée à la section 4.4.

Tableau 4-1
Description et coût estimatif (scénario de 1996) des installations visées par la demande

| <u>canalisation</u> | <u>description du doublement</u> | <u>longueur (km)</u> | <u>coût direct (000 \$)</u> |
|---|-------------------------------------|----------------------|-----------------------------|
| tronçon du Centre | | | |
| 100-4 | VCP 43 + 5,6 km à VCP 44 | 20,4 | 25 900 |
| 100-4 | VCP 62 à VCP 63 | 29,8 | 47 385 |
| 100-4 | VCP 77 à VCP 78 | 14,0 | 22 257 |
| 100-4 | VCP 80 + 13,8 km à VCP 82 | 3,1 | 6 868 |
| 100-4 | VCP 82 à VCP 83 | 30,7 | 44 952 |
| 100-4 | VCP 84 à VCP 84 + 17,1 km | 17,1 | 27 874 |
| 100-4 | VCP 102 + 6,1 km à VCP 103 | 23,2 | 32 098 |
| 100-4 | VCP 110 à VCP 111 | 32,0 | 51 180 |
| 100-4 | VCP 112 à VCP 114 | 19,1 | 33 060 |
| raccourci North Bay | | | |
| 1200-2 | VCP 1219 à VCP 1219 + 16,1 km | <u>16,1</u> | <u>24 179</u> |
| | total - canalisations de doublement | 205,5 | 315 753 |
| <u>ajouts aux compresseurs et modification de la tuyauterie</u> | | | puissance |
| tronçon de l'Ouest | | | |
| station 5 | | 28,3 MW | 31 924 |
| station 9 | | 28,3 MW (électrique) | 30 946 |
| station 13 | | 28,3 MW | 30 803 |
| station 21 | | 28,3 MW | 30 562 |
| station 41 | | 28,3 MW (électrique) | 28 872 |
| station 41 | | 28,3 MW (électrique) | 27 691 |
| refroidisseur complémentaire - station 41 | | | 46 206 |
| modifications aux compresseurs 41B & C | | | 3 084 |
| tronçon du Centre | | | |
| station 52 | | 28,3 MW (électrique) | 28 185 |
| station 60 | | 28,3 MW | 29 677 |
| station 75 | | 28,3 MW | 32 862 |
| station 88 | | 28,3 MW | 30 855 |
| station 102 | | 28,3 MW | 29 814 |
| station 123 | | 28,3 MW (électrique) | 31 051 |
| refroidisseur complémentaire - station 55 | | | 22 750 |
| refroidisseur complémentaire - station 99 | | | 22 779 |
| canalisation Kirkwall/Niagara | | | |
| station 211 | | 10,4 MW | <u>23 203</u> |
| | compression totale | | 481 264 |
| collecteurs aux stations 62, 77, 84, 110 et 112; 18 blocs compresseurs; appareil auxiliaires de réserve et pièces de rechange; | | | |
| | | | 36 346 |
| | coûts directs totaux | 833 363 | |
| | coûts indirects connexes | <u>63 632</u> | |
| | total des coûts en capital | 896 995 | |

Figure 4-1
TransCanada PipeLines Limited
Emplacement des installations proposées



4.2 Caractère approprié de la conception

TransCanada a indiqué que les installations proposées représentent la solution optimale pour répondre à ses besoins projetés et tenir compte de la croissance future présumée, de sorte que la conception des installations concorde avec ses besoins à long terme. Pour déterminer la conception idéale, TransCanada s'est servi du programme OPTO afin de trouver la combinaison de doublements et d'installations de compression qui serait théoriquement optimale dans le cas du tronçon du Centre et du réseau Great Lakes.

Pour le tronçon de l'Ouest, TransCanada n'a pas vu l'utilité de recourir au programme OPTO. En raison du doublement intégral de sa canalisation 6 en 1996, elle s'attendait à ce que le projet d'agrandissement actuel consiste essentiellement à améliorer les installations de compression sur ce tronçon. Pour vérifier cette hypothèse, TransCanada a généré deux autres modèles pouvant répondre aux volumes spécifiés pour le projet. Un modèle n'ajoutait que des installations de compression; l'autre ajoutait à la fois des canalisations de doublement et des installations de compression dans la première année. L'étude a révélé que l'augmentation de la puissance de compression représentait une solution plus rentable que la construction de doublements pour transporter les volumes sous-tendant la demande de TransCanada.

4.2.1 Agrandissement du tronçon du Centre

TransCanada a eu recours au programme de modélisation OPTO pour produire des modèles de conception réalisables et déterminer les installations supplémentaires qui permettraient de répondre aux besoins accrus du marché desservi par le tronçon du Centre. Pour en arriver à la combinaison la plus économique, elle s'est servi d'OPTO pour examiner le «rapport canalisation/compression» et choisir la puissance de compresseur idéale. Le programme OPTO a également été employé pour confirmer le choix d'installations que Great Lakes recommandait afin de réaliser une hausse de capacité équivalente dans son propre réseau.

TransCanada a calculé le coût en capital que supposait chaque modèle d'agrandissement, de même que le coût annuel de propriété et d'exploitation («CAPE»). Une comparaison des coûts associés à chaque modèle a été faite pour déterminer le scénario le moins coûteux.

TransCanada a analysé les modèles dans une perspective à court terme et à long terme. Dans l'analyse à court terme, trois scénarios ont été examinés pour un accroissement de capacité de $5\,840\,10^3\text{m}^3$ ($206\,10^6\text{pi}^3$) par jour en 1997-1998 : scénario 1, tout le gaz passe par le tronçon du Centre; scénario 2, 50 % du gaz est acheminé par le tronçon du Centre et 50 % passe par le réseau Great Lakes; scénario 3, tout le gaz est acheminé par le réseau Great Lakes. TransCanada a indiqué que le partage à parts égales du volume entre le tronçon du Centre et le réseau Great Lakes (scénario 2) supposait un coût en capital et un CAPE moins élevés. Pour l'analyse à long terme, TransCanada a présumé que l'accroissement total de volume serait de l'ordre de $14\,160\,10^3\text{m}^3$ ($500\,10^6\text{pi}^3$) par jour au cours des trois prochaines années. Outre les trois scénarios examinés dans l'analyse à court terme, un quatrième scénario, où 75 % du débit additionnel passait par le tronçon du Centre, et 25 %, par le réseau Great Lakes, a été examiné. TransCanada a conclu que le partage 75/25 du volume représentait le scénario le plus avantageux pour ce qui est du coût en capital et du CAPE.

TransCanada a consulté Great Lakes pour savoir si elle serait en mesure d'assurer des services de transport additionnels à compter du 1^{er} novembre 1997. Great Lakes a fait savoir que, en raison du temps qu'il faut pour obtenir les autorisations nécessaires des organismes de réglementation aux fins de la construction d'installations, elle ne pourrait offrir des services de transport supplémentaires qu'à partir du 1^{er} novembre 1998, soit un an plus tard que la date requise. Par conséquent, TransCanada a proposé d'agrandir le tronçon du Centre de manière à pouvoir transporter la totalité des volumes supplémentaires en 1997-1998 et a fait une demande conditionnelle à Great Lakes en vue d'obtenir sur son réseau un nouveau service de transport de $2\,833\,10^3\text{m}^3$ ($100\,10^6\text{pi}^3$) de gaz par jour durant l'année contractuelle 1998-1999.

Pour 1997-1998, la conception optimale choisie à l'aide du programme OPTO consistait en trois compresseurs de 22,8 MW, deux compresseurs de 15,6 MW, un compresseur de 10,4 MW, 168,8 km de canalisations de doublement et deux refroidisseurs complémentaires. Le concept théorique produit par OPTO a ensuite été modifié pour tenir compte de considérations pratiques. D'abord, la puissance de tous les compresseurs a été portée à 28,3 MW pour profiter d'économies d'échelle et avoir la possibilité de retirer de vieux appareils des opérations courantes. TransCanada a indiqué que les appareils de 28,3 MW offriraient une grande facilité d'entretien et d'exploitation, et permettraient d'utiliser le même compresseur de réserve et les mêmes pièces de rechange. De plus, le surplus de puissance produit par ces gros appareils pourrait être mis à profit dans le cas d'un agrandissement futur, moyennant un très faible coût unitaire, ou encore permettrait à TransCanada de retirer de vieux appareils de l'exploitation courante. Pour ce qui est de la conception du tronçon du Centre, TransCanada a finalement proposé d'installer six compresseurs 28,3 MW, deux refroidisseurs complémentaires et des collecteurs (cinq stations), et de construire 189,1 km de canalisations de doublement ayant 1 067 mm de diamètre.

Opinion de l'Office

L'Office est satisfait des explications que TransCanada a fournies au sujet de l'utilisation du programme OPTO pour concevoir les installations proposées et il l'encourage, dans le cadre de futures demandes visant ses installations, à continuer de rendre le processus de conception aussi transparent que possible.

4.2.2 Facteur de capacité et ajustements apportés au modèle de simulation

TransCanada a incorporé une réserve de capacité de 5 %, ou un facteur de capacité de 95 %, dans la conception de son réseau pipelinier, afin de tenir compte des pannes imprévues, de l'entretien préventif et d'autres facteurs pouvant survenir durant les saisons d'hiver et d'été. Bien que les données fournies dans sa mise à jour des estimations touchant la capacité du réseau (*Update to TransCanada PipeLines System Capability Estimates*), datée du 19 juillet 1996, indiquent qu'un facteur de capacité de 96 % serait suffisant, été comme hiver, pour les tronçons de l'Ouest et du centre, TransCanada trouve qu'il serait prudent de le maintenir à 95 %. TransCanada a indiqué qu'elle exécute un programme d'entretien continue, qu'elle pourrait éventuellement étoffer, et qu'en raison des gros changements récemment apportés à ses données de simulation, il serait prudent, à son avis, de s'assurer que les conditions simulées à l'aide des nouvelles données reflètent bien les conditions réelles d'exploitation, avant de modifier le facteur de capacité.

Les installations proposées serviraient en partie à rétablir la capacité du système, suivant la mise à jour des données de simulation utilisées pour la demande visant les installations de 1996-1997. La perte (pour un été moyen) de capacité constatée comprend une baisse quotidienne de $850 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($30 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) sur le tronçon de l'Ouest et de $1\,501 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($53 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) sur le tronçon du Centre, et de $312 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($11 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) (jour de pointe l'hiver suite à la perte d'un appareil critique) dans le raccourci North Bay. Les données de simulation ainsi mises à jour reposent sur un nouvel ensemble de coefficients de rugosité et de transfert de chaleur et tiennent compte d'une réduction de l'efficacité des appareils dans le raccourci North Bay et le prolongement Iroquois, qui est attribuable au changement des conditions d'exploitation. TransCanada a indiqué que lorsqu'elle a appliqué les nouveaux coefficients à son modèle de simulation du réseau, les conditions prévues correspondaient plus étroitement aux conditions réelles qu'aux données antérieures. Ainsi, pour relever les capacités simulées aux niveaux que prévoyait la conception originale, TransCanada a proposé d'ajouter un nouveau compresseur à la station 9, des refroidisseurs complémentaires aux stations 55 et 99, de même que 10,3 km de canalisations de doublement dans le raccourci North Bay (doublement déjà approuvé dans le cadre de l'instance GH-2-94). Elle estime à 99,6 million \$ le coût direct de ces installations.

En ce qui concerne le programme d'entretien du pipeline, TransCanada a soutenu qu'il lui faut disposer d'une capacité additionnelle pour poursuivre les travaux d'entretien intensifs qu'elle effectue actuellement, car il devient de plus en plus difficile de coordonner les temps d'arrêt. Voici certaines des mesures que prévoit le programme d'entretien intensif de TransCanada :

- mise en oeuvre, à l'échelle du réseau, du programme de gestion de la fissuration par corrosion sous tension («FCST»);
- accroissement de la fréquence de passage de racleurs pour la détection de la FCST;
- intensification des mesures visant à remédier au problème de la corrosion;
- mise en place de gares de lancement et de réception de racleurs;
- lancement d'un programme intensif de détection de la corrosion au moyen de racleurs;
- exécution d'un programme de remplacement de conduites à titre de mesure de réduction des risques;
- accroissement des travaux de réfection des revêtements de la tuyauterie et des conduites.

TransCanada a indiqué que les activités d'entretien secondaires, ou non critiques, étaient de plus en plus difficiles à prévoir et qu'en conséquence, on les remettait à plus tard. Ces travaux peuvent comprendre l'amélioration des joints d'étanchéité au gaz des conduites, la modification des blocs compresseurs et le trempage des turbines à gaz. TransCanada n'était pas en mesure de dire si le fait de maintenir une réserve de capacité de 5 % dans le modèle de conception permettrait d'enrayer le problème de la remise des travaux d'entretien, mais elle était persuadée que c'était un pas dans la bonne direction.

L'ACPP appuyait la demande de TransCanada, mais elle a fait valoir que la conception des installations devrait être en rapport avec le volume de service garanti prévu sous contrat et que, dans la mesure où c'était pratique, il fallait affecter les installations en place à l'exécution des contrats de transport garanti de sorte que le tarif applicable à ce type de service demeure aussi bas que possible. Selon l'ACPP, il convenait de surveiller l'utilisation du réseau pour vérifier les hypothèses et la philosophie de conception de TransCanada par rapport aux résultats réels. À cette fin, il faudrait, d'après l'ACPP, élaborer une série de données rétrospectives qui serviraient de fondement à la surveillance continue du réseau, cette année et dans les années subséquentes, ainsi que comparer les

volumes prévus ou projetés aux volumes réellement transportés par le réseau. Pour mettre le processus en branle, l'ACPP suggérait que l'Office demande à TransCanada de proposer une formule de surveillance qui répondent aux objectifs souhaités. Cette proposition pourrait être soumise à l'examen du groupe de travail sur les droits.

En ce qui concerne le facteur de capacité proposé par TransCanada, Consumers' a insisté sur les changements que la compagnie a apportés à ses données de simulation et sur l'accroissement projeté des travaux d'entretien dans le réseau. Pour ce qui est de la révision des données de simulation, Consumers' a soutenu qu'en raison de son ampleur et de la possibilité d'inexactitudes dans les données, l'excédent de capacité prévu dans la conception du réseau ne sera supérieure aux besoins de TransCanada que dans la mesure où les données révisées s'avèrent exactes. Consumers' a qualifié cet excédent de «coussin» en ajoutant que seule l'expérience dira s'il était judicieux ou non de le créer.

Consumers' a soutenu qu'étant donné que TransCanada n'avait pas dévoilé ses plans concernant son programme d'entretien pour l'année contractuelle 1997-1998, elle ne voyait pas comment son intention d'étoffer son programme d'entretien intensif influencerait sur la capacité du réseau pendant l'année en question. Consumers' a indiqué qu'elle ajouterait plus de foi à la position de TransCanada comme quoi toutes les installations proposées sont nécessaires pour lui permettre de satisfaire à sa demande accrue de service garanti et de maintenir la fiabilité du réseau si le demandeur pouvait produire des preuves concrètes montrant un lien entre le besoin d'un certain excédent de capacité et la mise en oeuvre de ses plans d'entretien pipelinier.

Consumers' a résumé sa position au sujet de la nécessité des installations demandées en indiquant que l'existence de ce besoin était en quelque sorte une question de jugement et qu'elle n'avait d'autre choix que de s'incliner devant l'opinion de TransCanada dans le contexte de sa demande. Consumers' a souligné qu'elle profiterait de la prochaine demande visant les installations de TransCanada pour examiner si les faits confirment l'hypothèse de TransCanada au sujet de la marge de manoeuvre requise.

TransCanada a indiqué qu'elle ne s'opposait pas à ce que l'Office lui fixe un délai dans lequel concevoir et mettre au point un moyen de réunir des données de base utiles et de les distribuer à l'Office ainsi qu'aux autres parties intéressées. Consumers' a indiqué que la date de diffusion de ce qui serait probablement le premier d'une série de rapports devrait survenir en temps utile pour que les parties puissent évaluer les résultats avant la tenue de toute autre instance visant les installations de TransCanada.

Opinion de l'Office

L'Office juge que la conception des installations proposée convient pour l'agrandissement du réseau de TransCanada à cette étape-ci.

L'Office est d'avis que la preuve produite au cours de l'audience n'est pas suffisante pour qu'il soit justifié d'ordonner à TransCanada de changer le facteur de capacité de 95 % retenu dans la conception du réseau.

Toutefois, l'Office estime que TransCanada devrait s'engager à rendre sa méthode de conception plus transparente. Dans cette optique, l'Office lui demande de concevoir,

d'ici le 1^{er} mars 1996, un mécanisme de surveillance et de rapport qui permettra aux parties de mieux voir comment la capacité est répartie dans son réseau et le lien avec la capacité théorique. L'Office s'attend à ce que TransCanada engage une consultation à cet égard et retient la suggestion de l'ACPP voulant que le groupe de travail sur les droits examine la formule proposée pour ce mécanisme.

Dans l'intervalle, l'Office ordonne à TransCanada d'inclure dans ses futures demandes concernant ses installations des bilans quotidiens (à compter du 1^{er} décembre 1996) indiquant les volumes acheminés par type de service, la capacité attribuée au facteur de capacité, la capacité imputée à l'entretien intensif, à l'entretien secondaire et aux pannes imprévues, ainsi que toute capacité excédentaire. Ces données doivent être fournies à l'égard du tronçon de l'Ouest, du tronçon du Centre et du raccourci North Bay, et être comparées, de façon journalière, à la capacité théorique de chaque tronçon. Il faudra aussi inclure, chaque jour, des commentaires expliquant toute condition d'exploitation inhabituelle susceptible d'influer sur la capacité du réseau.

4.3 Réforme de compresseurs

Dans sa demande, TransCanada proposait de traiter la réforme de douze compresseurs comme une réforme «ordinaire», tel que prévu à l'article 39 du *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs* («RNCG»). Le tableau 4-2 donne la liste des appareils à réformer.

Tableau 4-2
Réforme proposée de compresseurs dans le réseau de TransCanada

| station | appareils | MW/appareil |
|-------------------------|-----------|-------------|
| station 13, appareil A | 1 à 3 | 2,7 |
| station 13, appareil A | 4 et 5 | 2,5 |
| station 41, appareil A | 1 à 5 | 1,9 |
| station 41, appareil A | 6 | 2,5 |
| station 211, appareil A | 1 | 3,2 |

TransCanada a indiqué qu'elle souhaitait réformer les compresseurs des stations 13 et 41 à cause de l'âge des machines et de leur grand nombre d'heures de fonctionnement. Ces compresseurs sont plus coûteux à faire fonctionner et produisent plus d'émissions de NOx que des appareils modernes, électriques ou au gaz. Elle a également fait remarquer que les appareils de la station 41 ont suscité un certain nombre de plaintes à cause du bruit.

Le compresseur «A» de la station 211 n'a pas fonctionné depuis l'installation du compresseur «B», en 1993. Des pièces en ont été retirées pour effectuer l'entretien d'autres appareils, et il serait très coûteux de le remettre en état de fonctionner et d'y installer les atténuateurs acoustiques requis.

Opinion de l'Office

L'Office accepte les raisons soulevées par TransCanada pour justifier la réforme des compresseurs énumérés dans le tableau 4-2. À cet égard, l'Office est d'avis que la réforme de ces appareils satisfait aux lignes directrices énoncées à l'article 39 du RNCG.

Décision

La réforme des compresseurs définis dans le tableau 4-2 peut être traitée comme une réforme «ordinaire», conformément à l'article 39 du RNCG.

4.4 Demande de TransCanada visant une exemption

Dans une lettre datée du 3 octobre 1996 et modifiée le 9 octobre 1996, TransCanada a demandé que certaines installations, dont des installations requises dans le scénario de base et les installations de doublement à construire l'hiver, soient soustraites aux conditions, dites «conditions d'autorisation», dont sont typiquement assortis les certificats délivrés à TransCanada à la suite d'une demande visant ses installations. Les installations visées par la demande d'exemption à l'égard des conditions d'autorisation sont énumérées dans le tableau 4-3.

Les installations prévues dans le scénario de base sont nécessaires pour rétablir la capacité simulée du réseau à son niveau d'origine afin de répondre aux besoins liés au scénario de base. Le doublement Richmond de 10,3 km, qui fait partie du raccourci North Bay, est compris dans le scénario de base. L'Office a déjà approuvé le doublement Richmond au moyen de l'ordonnance XG-T1-70-94, suite à la délivrance du certificat GC-87 dans le cadre de l'instance GH-2-94. Les installations de doublement à construire l'hiver fourniront à TransCanada une capacité supplémentaire garantie d'environ 1 700 10^3m^3 (60 10^3pi^3) de gaz par jour dans le tronçon du Centre. Une partie de cette capacité sera mise à la disposition des expéditeurs sur le marché intérieur qui ont déjà conclu des contrats de transport garanti, ou qui devraient le faire sous peu, ce qui laissera une capacité non allouée quotidienne d'environ 708 10^3m^3 (25 10^3pi^3). Étant donné le grand nombre de nouveaux expéditeurs du service garanti sur lequel s'appuie sa demande visant les installations de 1997-1998, TransCanada s'attend à passer des contrats pour toute la capacité non allouée avant le 1^{er} novembre 1997.

Les conditions d'autorisation ont pour but d'assurer que seules les installations nécessaires pour répondre aux besoins en services de transport garanti seront construites. Ces conditions prescrivent que TransCanada doit déposer, avant d'entreprendre les travaux de construction, des preuves indiquant que toutes les autorisations nécessaires ont été obtenues des organismes fédéraux de réglementation au Canada et aux États-Unis à l'égard des nouvelles exportations à long terme de volumes garantis, que des contrats de transport par le réseau de TransCanada ont été conclus pour les nouveaux volumes garantis, que toutes les autorisations nécessaires ont été accordées relativement aux installations ou aux services de transport nécessaires en aval et que des contrats d'approvisionnement en gaz ont été conclus à l'appui des nouveaux volumes garantis. En outre, TransCanada doit produire des tableaux des besoins et des schémas de débit indiquant tout changement dans les besoins inhérents au scénario de base ou dans les besoins auxquels les installations proposées sont censées répondre.

Dans sa demande visant une exemption, TransCanada a prié l'Office de proroger la date d'expiration du certificat GC-87 jusqu'au 31 octobre 1997 pour lui permettre de construire le doublement Richmond au cours de l'été de 1997. Elle a également demandé que le doublement Richmond soit

soustrait aux conditions d'autorisation dont s'assortit le certificat GC-87, à savoir les conditions 13 et 14. Enfin, TransCanada a demandé à l'Office d'appliquer au doublement Richmond les conditions dont pourrait s'assortir tout certificat qui lui serait délivré à l'issue de l'instance GH-3-96, et de ne reconduire que les conditions 7c), 11 et 21c) du certificat GC-87, lesquelles s'appliquent spécifiquement au doublement Richmond.

Tableau 4-3
Installations visées par la demande d'exemption
à l'égard des conditions d'autorisation

| <u>installations de doublement</u> | <u>nom du doublement</u> | <u>date de début de la construction</u> | <u>conditions</u> |
|---|--------------------------|---|-----------------------|
| VCP 1216 à VCP 1216 + 10,3 km ¹ | Richmond | juin 1997 | 13 et 14 ² |
| VCP 43 + 5,5 km à VCP 44 ³ | Spruce | décembre 1996 | 12 et 13 |
| VCP 62 à VCP 63 ³ | Savanne | décembre 1996 | 12 et 13 |
| VCP 77 à VCP 78 ³ | Blackwater | décembre 1996 | 12 et 13 |
| VCP 80 + 13,8 km à VCP 82 ³ | Geraldton | décembre 1996 | 12 et 13 |
| VCP 82 à VCP 83 ³ | Longlac | décembre 1996 | 12 et 13 |
| VCP 84 à VCP 84 + 17,1 km ³ | Flynn Lake | décembre 1996 | 12 et 13 |
| VCP 102 + 6,1 km à VCP 103 ³ | Cochrane | décembre 1996 | 12 et 13 |
| <u>installations de compression</u> | | | |
| station 9E (28,3 MW) ¹ | | avril 1997 | 12 et 13 |
| station 41F (28,3 MW) ³ | | avril 1997 | 12 et 13 |
| refroidisseurs complémentaires à la station 41 ³ | | avril 1997 | 12 et 13 |
| refroidisseur complémentaire à la station 55 ¹ | | juillet 1997 | 12 et 13 |
| refroidisseur complémentaire à la station 99 ¹ | | juillet 1997 | 12 et 13 |

Opinion de l'Office

L'Office trouve raisonnable la requête de TransCanada en vue d'obtenir que les installations comprises dans le scénario de base et les installations du doublement à construire l'hiver (énumérées dans le tableau 4-3) soient exemptées de l'application des conditions d'exemption. Il a examiné la demande visant à faire proroger la date d'expiration du certificat GC-87 au 31 octobre 1997, et la juge recevable. Il a donc accordé une prorogation de la date précisée dans la clause de temporisation, comme l'indique l'ordonnance modificatrice AO-2-GC-87, présentée à l'annexe III des présents motifs de décision.

¹Installations nécessaires pour répondre aux exigences du scénario de base.

²Conditions prescrites dans le certificat GC-87 et approuvées au cours de l'instance GH-2-94.

³Installations de doublement à construire l'hiver.

Cependant, selon l'Office, il ne convient pas d'appliquer au doublement Richmond les conditions proposées au cours de l'audience GH-3-96. Étant donné que TransCanada n'a fait cette proposition qu'au moment de la plaidoirie finale, les parties à l'instance n'ont pas eu l'occasion d'en débattre. Par conséquent, l'Office estime que TransCanada devrait se conformer aux conditions du certificat GC-87 dans la construction du doublement Richmond, à l'exception des conditions 13 et 14 pour lesquelles une exemption est accordée conformément à l'ordonnance modificatrice AO-2-GC-87.

Chapter 5

Utilisation des terres, questions environnementales et questions socio-économiques

5.1 Choix du tracé et besoins en terrains

5.1.1 Choix du tracé

TransCanada a demandé l'autorisation de construire un total de 205,5 km de canalisations pipelinières, comprenant 10 tronçons de doublement au Manitoba et en Ontario.

Lorsque les nouvelles installations ne peuvent être aménagées sur les emprises existantes en raison des restrictions liées à leur utilisation, TransCanada a proposé de les construire à côté des emprises existantes à condition que les normes en matière d'environnement, d'ingénierie, de construction et de sécurité soient respectées. Tous les tronçons de doublement proposés sont adjacents aux emprises existantes de TransCanada, à l'exception des déviations du tracé des tronçons de doublement Sandilands, Savanne et Flynn Lake.

5.1.2 Besoins en terrains

Pour chaque doublement, TransCanada a fourni la justification de ses besoins particuliers en terrains. L'emplacement et la longueur de chaque doublement ainsi que les besoins fonciers correspondants sont indiqués au tableau 5-1.

Stations (fief simple)

TransCanada a indiqué que toutes les installations ajoutées aux stations de compression seraient construites sur des terrains lui appartenant en fief simple à l'exception des stations 52, 88 et 102.

Les terrains supplémentaires requis aux stations 52, 88 et 102 sont nécessaires à cause des nouvelles installations (une sous-station électrique à la station 52 et l'appareil C aux stations 88 et 102) qui seront situées à l'extérieur des limites actuelles des stations.

Un terrain supplémentaire sera acquis à la station 41 pour agrandir la zone tampon entourant la station. L'acquisition permettra à TransCanada de s'assurer que les terrains puissent continuer d'être cultivés sans entraver l'exploitation quotidienne de la station.

Tableau 5-1
Installations de 1997-1998 de TransCanada
Besoins en terrains

| description du doublement | section du doublement | longueur (km) | largeur de servitude (m) | longueur de servitude (km) | largeur du chantier (m) | longueur du chantier (km) |
|-----------------------------------|--------------------------|------------------|--------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|
| Manitoba | | | | | | |
| 3^e doublement | | | | | | |
| VCP 43+5,5 km à VCP 44 | Sandilands | 20,4 | 5/30 | 18,4 | 10 | 17,1 |
| Ontario | | | | | | |
| 3^e doublement | | | | | | |
| VCP 62 à VCP 63 | Savanne | 29,8 | 10/30 | 29,9 | 10 | 25,6 |
| VCP 77 à VCP 78 | Blackwater | 14 | 10/30 | 13,5 | 10 | 13,2 |
| VCP 80+13,8 km à VCP 82 | Geraldton | 3,1 | 15 | 3,1 | 10 | 3,1 |
| VCP 82 à VCP 83 | Longlac | 30,7 | 10/30 | 30,56 | 10 | 30,3 |
| VCP 84 à VCP 84+17,1 km | Flynne Lake | 17,1 | 10/30 | 17,1 | 10 | 16,5 |
| VCP 102+6,1 km à VCP 103 | Cochrane | 23,2 | 5/15,24 | 3 | 10/15 | 23,2 |
| VCP 110 à VCP 111 | Latchford | 32 | 10/27,432 | 30,1 | 10 | 29,7 |
| VCP 112 à VCP 114 | Marten River | 19,1 | 10/42,672 | 18 | 10/15 | 18,2 |
| Ontario | | | | | | |
| 1^{er} doublement | | | | | | |
| VCP 1219 à VCP 1219+16,1 km | Winchester | 16,1 | 10 | 16,1 | 20 | 16,1 |
| Total | | 205,5 | | 179,76 | | 193 |

Servitudes

TransCanada requiert des servitudes dont la largeur varie entre 5 et 42,6 m pour l'aménagement des doublements proposés.

Aires de travail temporaires

TransCanada a besoin d'une aire de travail temporaire de 10 à 15 m de largeur pour manoeuvrer la machinerie, stocker la terre arable et le sous-sol et protéger l'environnement et les intérêts des propriétaires fonciers durant les travaux de construction, conformément à son *Pipeline Construction Specifications* (Devis des exigences de construction pipelinière) de 1993. Des aires de travail temporaires de plus de 15 m de largeur peuvent s'avérer nécessaires dans les zones où existent des conditions défavorables telles que des terres humides, un relief vallonné ou le franchissement d'un cours d'eau important.

5.1.3 Déviations

Doublement Sandilands

Une vaste pépinière se trouve le long du doublement Sandilands projeté. La pépinière Pineland Forest est située à côté des installations pipelinières existantes, dans les environs de VCP 43 + 19,7 km à VCP 43 + 20,3 km. Comme le tracé proposé parallèlement aux installations existantes est susceptible de causer des perturbations aux lits de semence et aux serres, une déviation au nord des installations existantes et immédiatement au sud de la transcanadienne a été envisagée au départ. Durant le programme de préavis public, des préoccupations ont été exprimées à cause des effets que le tracé projeté risquait d'avoir sur la pépinière. Le rapport des consultants de TransCanada offre une évaluation de la déviation la plus appropriée en matière de construction, d'environnement et du point de vue des propriétaires fonciers. Les installations touchées par la déviation projetée seraient construites dans les limites d'une nouvelle servitude permanente de 30 m qui servirait aussi à l'entretien du pipeline.

Doublement Savanne

Pour éviter la région de la rivière Little Savanne, un centre touristique hautement fréquenté, une déviation du tracé a été proposée entre VCP 62 + 20,9 km à VCP 62 + 24,9 km.

Doublement Flynn Lake

Une déviation du tracé a été proposée entre VCP 84 + 10 km à VCP 84 + 10,6 km pour le franchissement du lac Flynn.

Opinion de l'Office

L'Office accepte les motifs invoqués par TransCanada à l'appui de l'aménagement des nouveaux doublements proposés soit dans les limites des servitudes existantes soit dans leur voisinage immédiat, et à l'utilisation de celles-ci comme aires de travail temporaires. Il accepte également les tracés généraux que TransCanada propose, y compris les déviations des doublements Sandilands, Savanne et Flynn Lake.

L'Office est préoccupé par la quantité de terrains (qu'ils soient acquis en fief simple ou sous forme de servitudes ou d'aires de travail temporaires) dont l'acquisition est nécessaire pour la construction du pipeline, à cause des effets que ces acquisitions risquent d'avoir sur les intérêts des propriétaires fonciers concernés. Il juge raisonnables et justifiés les besoins prévus par TransCanada en terrains en fief simple, en servitudes et en aires de travail temporaires.

5.1.4 Exigences de la Loi concernant le tracé des nouvelles installations pipelinières

Si l'Office approuve le tracé général proposé pour un doublement particulier et délivre un certificat d'utilité publique, la compagnie pipelinière doit déposer auprès de l'Office, avant le début de la construction, les plans, profil et livre de renvoi («PPLR») qui indiquent, entre autres, le tracé détaillé du doublement en question.

Dans sa demande, TransCanada a prié l'Office, en vertu de l'article 58 de la Loi, de la dégager de l'obligation de soumettre à l'Office des PPLR et d'exempter les installations projetées de l'application des dispositions prévues aux paragraphes 31(c) et 31(d) et à l'article 33 de la Loi.

Opinion de l'Office

Avant de décider s'il faut exempter les installations projetées de l'application des dispositions prévues aux paragraphes 31(c) et 31(d) et à l'article 33 de la Loi, l'Office doit considérer les droits des propriétaires avoisinants pouvant être touchés par le projet de construction. L'Office est d'avis qu'étant donné que les installations seront aménagées dans les limites ou à proximité des servitudes existantes le projet de construction ne devrait pas nuire à long terme à ces propriétaires.

L'Office est soucieux de veiller à ce que les droits des propriétaires des terres que TransCanada projette d'acquérir soient protégés comme le prévoit la Loi. Toutefois, il est également conscient des problèmes éventuels auxquels ferait face TransCanada si elle ne peut acquérir tous les droits fonciers dont elle a besoin. L'Office a donc décidé d'assortir l'octroi des exemptions demandées d'une condition qui ne permettra à TransCanada de commencer les travaux de construction qu'après avoir obtenu tous les droits fonciers requis d'un bout à l'autre du tracé et, si tous les droits n'ont pas été obtenus, exigeant que TransCanada lui démontre que les droits des propriétaires, stipulés dans la Loi, ne seront pas lésés. L'Office est d'avis que le libellé de cette condition, proposé par TransCanada et inclus à l'annexe II des présents motifs, protégera les droits des propriétaires tout en laissant à TransCanada la latitude d'engager la procédure relative au droit de passage.

Décision

L'Office exemptera TransCanada de l'application des dispositions prévues aux paragraphes 31(c) et 31(d) et à l'article 33 de la Loi; l'exemption sera assortie de la condition d'ordonnance d'exemption figurant à l'annexe II des présents motifs.

5.2 Questions environnementales

5.2.1 Rapport d'examen environnemental préalable

L'Office a complété un rapport d'examen environnemental préalable, conformément à la LCÉE et à sa propre démarche de réglementation. Il a distribué des copies du rapport aux organismes fédéraux qui avaient fourni des avis spécialisés sur les installations projetées, aux parties exigeant une copie et au demandeur.

L'Office a examiné le rapport d'examen environnemental préalable et les commentaires reçus sur le rapport dans le cadre de l'audience GH-3-96. Il est d'avis qu'en tenant compte de la mise en oeuvre des mesures d'atténuation proposées et de celles décrites dans les conditions ci-jointes, les installations proposées par TransCanada pour 1997-1998 ne sont pas susceptibles d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants. Cela représente une décision aux termes de l'alinéa 20(1)a) de la LCÉE.

Les commentaires reçus et l'opinion de l'Office se trouvent aux annexes I et II du rapport d'examen environnemental préalable. Des copies du rapport sont disponibles sur demande auprès du bureau de soutien à la réglementation de l'Office.

5.2.2 Conditions du certificat

En ce qui a trait aux installations devant être construites en Ontario, le ministère des Ressources naturelles de l'Ontario («MRNO») a présenté, au nom du Comité ontarien de coordination des pipelines («COCP»), une série d'engagements proposés pour la protection de l'environnement. TransCanada a accepté que les engagements fassent partie de l'instance GH-3-96. Le MRNO et TransCanada ont exigé que la liste des engagements soit incluse dans les conditions du certificat de l'Office. Les conditions relatives aux engagements du COCP figurent dans la condition 4 du certificat, à l'annexe II.

Au sujet des engagements pris entre TransCanada et le COCP, l'Office fait remarquer qu'un engagement pris entre des parties est un accord qui ne regarde pas l'Office. Cependant, quand l'intérêt public est servi, l'Office peut mentionner l'objet de ces engagements dans les conditions dont est assorti le certificat qu'il délivre.

5.3 Questions socio-économiques

5.3.1 Bruit

TransCanada a indiqué que ses *Noise Management Guidelines* (Lignes directrices sur la gestion du bruit) exigent que de nouvelles installations de compression soient conçues de façon à ce que, dans des conditions normales de service, les niveaux de bruit n'excèdent pas la plus élevée des valeurs suivantes : niveaux de bruit à la périphérie des stations (sans la compression supplémentaire) ou limites établies dans les règlements municipaux ou les directives provinciales ou fédérales pertinentes.

TransCanada a indiqué qu'elle a reçu des plaintes au sujet des niveaux de bruit aux stations 41, 123, et 211. Elle a présenté un relevé des plaintes reçues comprenant le résumé des commentaires, l'identification de toutes les sources possibles de bruits ayant causé les plaintes et le résumé des

mesures qu'elle a prises ou qu'elle entend prendre pour donner suite à ces plaintes. TransCanada a signalé qu'elle a réussi à dissiper toutes les préoccupations, à l'exception de celles des résidents du voisinage de la station 41.

M. Denis Gauthier de la ville de l'Île des Chênes a présenté à l'Office une pétition signée par 22 résidents préoccupés des niveaux de bruit et de vibration sur leur propriété. Les pétitionnaires s'opposaient à l'agrandissement de la station 41 à moins qu'on n'ait tenu compte sérieusement de leurs plaintes. Durant l'audience, M. Gauthier a interrogé TransCanada pour s'assurer qu'elle prendrait toutes les mesures possibles pour réduire les niveaux de bruit à un niveau acceptable par la communauté. M. Gauthier a indiqué que TransCanada devrait être tenue de ne pas dépasser un niveau de bruit de 45 décibels («dBA») à la périphérie sud de la station. Il a fait remarquer que 45 dBA seraient conformes au niveau maximal souhaitable pendant la nuit, recommandé par les *Guidelines for Sound Pollution* (Lignes directrices sur la pollution acoustique) du Manitoba. M. Gauthier a affirmé que ce niveau serait raisonnable étant donné que les niveaux de bruit varient en fonction de la vitesse et de la direction prédominantes du vent. Il a aussi demandé que TransCanada soit tenue de retenir les services d'un spécialiste indépendant qui ferait une étude approfondie pour déterminer toutes les sources de bruit de la station 41 et pour offrir des recommandations ou des solutions éventuelles visant à atténuer le bruit et à ne pas dépasser la limite de 45 dBA.

TransCanada a reconnu qu'à la station 41 le bruit est devenu un problème à cause de l'agrandissement de la station et de l'empiètement sur les droits de la collectivité voisine de l'Île des Chênes. Elle a indiqué qu'elle a été attentive aux préoccupations exprimées par les résidents et qu'elle a commencé un programme intensif d'atténuation du bruit comprenant : les nouveaux filtres d'admission d'air et l'isolation acoustique des tuyaux haute pression hors-terre, des vannes et des supports des appareils B, C et D, l'isolation acoustique du support de séparateur et des dispositifs de détection de l'appareil E et la mise en place d'un silencieux sur les événements de l'appareil A. TransCanada a ajouté qu'elle remplacerait en 1997 les silencieux des conduits d'échappement des appareils B, C et D. Elle estime que les projets d'aménagement des appareils F et G et de mise hors service de l'appareil A rendraient les niveaux de bruit de la station 41 inférieurs au niveau maximal acceptable de 50 dBA, à la périphérie sud de la station. TransCanada a indiqué que l'appareil A, l'une des causes principales des niveaux de bruit existants, serait mis hors service à la suite de l'agrandissement projeté. Par conséquent, les niveaux de bruit à la périphérie sud de la station ne dépasseraient pas la limite de 45 dBA.

En ce qui a trait à la première requête de M. Gauthier pour que TransCanada soit tenue de ne pas dépasser la limite de 45 dBA, TransCanada était d'avis que cette question devrait être examinée après l'étude du niveau de bruit suivant la construction et la nouvelle consultation auprès des résidents. TransCanada a fait remarquer que, bien qu'elle entend ne pas dépasser la limite de 45 dBA, elle ne peut s'engager qu'à une limite de 50 dBA en raison des incertitudes liées à la conception et aux émissions de bruit des installations existantes de la station 41.

Quant à la deuxième requête de M. Gauthier concernant l'embauche d'un spécialiste pour définir de nouvelles méthodes d'atténuation de bruit, TransCanada a déclaré que, bien qu'elle considère que l'étude du bruit serait quelque peu superflue, elle y consentirait en vue de maintenir de bonnes relations avec ses voisins. TransCanada a fait remarquer, cependant, que les études du bruit ambiant suivant la construction et la nouvelle consultation auprès des propriétaires fonciers suffiraient peut-être à déterminer si de nouvelles mesures d'atténuation étaient requises. TransCanada estime que cette

requête devrait être considérée après l'étude du niveau de bruit suivant la construction et la consultation auprès des résidents de la région.

En réponse aux questions de l'Office, TransCanada s'est engagée à déposer auprès de l'Office des études du niveau de bruit pour confirmer qu'après la construction, les niveaux de bruit ambiant seraient conformes à ses prévisions. TransCanada s'est aussi engagée à remettre à l'Office un rapport de situation sur les plaintes relatives au bruit, reçues pendant une période d'un an suivant la mise en service des nouvelles installations de compression proposées.

Opinion de l'Office

L'Office fait remarquer que, compte tenu des preuves fournies par TransCanada, les niveaux de bruit à la périphérie sud seraient d'environ 45 dBA après l'agrandissement de la station et la mise hors service de l'appareil A. L'Office ajoute que, selon TransCanada, la conséquence directe de l'agrandissement projeté serait la mise hors service de l'appareil A qui est l'une des causes principales des niveaux de bruit de la station 41.

L'Office est d'avis que la mise hors service de l'appareil A, suite à la mise en service des installations proposées à la station 41, est une solution appropriée pour réduire les niveaux de bruit continu. Il est aussi d'avis que, compte tenu des preuves fournies par TransCanada, la requête de M. Gauthier pour que TransCanada ne dépasse pas le niveau de 45 dBA à la périphérie sud est à la fois raisonnable et réalisable. Par conséquent, l'Office s'attend à ce qu'après la mise en service des installations projetées et la mise hors service de l'appareil A à la station 41, TransCanada limite, à la périphérie sud, les niveaux de bruit continu à 45 dBA.

L'Office estime, comme TransCanada, qu'une étude approfondie du niveau de bruit pourrait être prématurée avant la construction des installations proposées et les études du niveau de bruit suivant la construction. Étant donné le nombre d'incertitudes concernant la conception et le caractère quelque peu incertain des prévisions relatives au niveau de bruit, une étude avant l'aménagement des installations projetées et la mise hors service de l'appareil A pourrait être fondée sur des hypothèses désuètes et fournir des renseignements qui ne seraient pas nécessairement pertinents au scénario projeté d'exploitation. L'Office fait remarquer qu'une étude approfondie serait superflue si les prévisions de TransCanada relatives aux niveaux de bruit sont confirmées par l'étude du niveau de bruit suivant la construction. Il partage donc l'opinion de TransCanada à ce sujet. Cependant, il s'attend à ce que si l'étude du niveau de bruit suivant la construction indique que les niveaux de bruits sont supérieurs à 45 dBA, TransCanada effectue l'étude nécessaire pour déterminer les mesures à prendre en vue de ne pas dépasser le niveau de bruit visé.

Chapter 6

Faisabilité économique

L'Office examine la faisabilité économique des installations en déterminant si les installations seraient vraisemblablement utilisées à un niveau raisonnable durant leur durée économique, et si les frais liés à la demande pour les services de transport garanti seront payés. Au cours de son examen, il prend en compte plusieurs facteurs touchant l'approvisionnement, les marchés et les contrats; tous ces facteurs ont été traités dans la preuve produite par TransCanada.

TransCanada a soumis un rapport préparé par Sproule, intitulé *The Future Natural Gas Supply Capability for the Province of Alberta and the Western Canada Sedimentary Basin 1995-2017* (Capacité future de l'approvisionnement en gaz de l'Alberta et du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 1995-2017), dans lequel il était conclu que l'approvisionnement en gaz à long terme serait suffisant pour permettre au réseau TransCanada, dont les installations visées par la demande, d'être utilisé à un niveau raisonnable au cours de sa durée économique.

TransCanada a prévu que la demande de gaz au Manitoba, en Ontario et au Québec augmenterait à un taux annuel moyen de 2,1 % de 1994 à 2010. Elle a estimé que la demande de gaz en Ontario et au Québec dépassera les volumes pour lesquels des contrats de transport pipelinier ont été signés de quelque $7,3 \cdot 10^9 \text{m}^3$ ($2,6 \cdot 10^9 \text{pi}^3$) en 2005, ce qui exigerait que des installations autres que celles visées par la demande soient construites et(ou) que des volumes additionnels de gaz soient importés.

Pour prouver que la demande de gaz des marchés du Midwest et du Nord-Est américains desservis par son réseau pipelinier est à long terme, TransCanada a présenté plusieurs prévisions de la demande de gaz à long terme, qui indiquaient que les taux de croissance annuels, de 1995 à 2010, se chiffraient entre 0,51 % et 0,85 % dans le Midwest et entre 0,56 % et 1,53 % dans le Nord-Est.

TransCanada et ses expéditeurs qui appuient l'agrandissement ont fourni une preuve indiquant, eu égard aux nouveaux contrats de service de transport garanti qui sous-tendent l'agrandissement, que les frais liés à la demande seront payés; que l'approvisionnement en gaz sera adéquat; que les contrats de transport en amont et en aval sont ou seront en place; que toutes les autorisations des organismes de réglementation ont été ou seront obtenues; et qu'une demande à long terme existe.

Selon TransCanada, l'impact que l'agrandissement aurait sur les droits serait minimal et nullement notable sur la demande de services de transport.

Opinion de l'Office

L'Office est convaincu que la preuve montre que les installations visées par la demande sont faisables, sur le plan économique, compte tenu de l'existence d'un approvisionnement en gaz naturel et d'une demande de gaz naturel à long terme, que les installations seraient probablement utilisées à un niveau raisonnable au cours de leur durée économique, et que les frais liés à la demande seront payés.

L'Office est aussi convaincu que les conditions du certificat décrites à l'annexe II assureront que tous les contrats d'approvisionnement en gaz et de transport du gaz, ainsi que les autorisations des organismes de réglementation, seront en place avant le début de la construction des installations visées par la demande.

Chapter 7

Demande de Renaissance Energy Ltd. liée à l'article 71

Dans une demande datée du 14 mai 1996, Renaissance a sollicité de l'Office, aux termes des paragraphes 71(3) et 71(2) de la Loi, des ordonnances enjoignant à TransCanada:

- a) de fournir des installations adéquates et convenables à Renaissance pour le transport de volumes de gaz pouvant atteindre $145 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($5,1 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) d'Empress (Alberta) jusqu'à Emerson (Manitoba) à compter du 1^{er} septembre 1997;
- b) de recevoir, transporter et livrer le gaz offert par Renaissance à TransCanada.

La demande originale de Renaissance, datée du 30 novembre 1995, pour une durée de dix ans n'a pas été comprise dans la demande de TransCanada visant les installations de 1997-1998 parce que TransCanada n'était pas convaincue que Renaissance avait prouvé l'existence de marchés et d'arrangements de prise obligatoire à long terme en aval. TransCanada était inquiète que l'Office pourrait la placer dans une situation où elle risquait de perdre des revenus si Renaissance n'obtenait pas l'accès à des installations de transport en aval.

Renaissance a soutenu que le gaz à transporter serait utilisé par la succursale de Winnipeg de la compagnie Rogers Sugar pour traiter les betteraves à sucre pendant environ cinq à six mois de l'année (de septembre à février). Renaissance et Rogers Sugar ont signé un contrat modifié d'approvisionnement en gaz de cinq ans, entrant en vigueur le 1^{er} septembre 1997. Durant les autres mois, appelés période de non-campagne, Renaissance a indiqué qu'elle espérait utiliser la capacité de service de transport garanti de TransCanada pour livrer le gaz à Emerson afin de desservir les marchés de l'exportation à court terme. Renaissance a signé un contrat d'approvisionnement en gaz avec sa filiale, REI, pour la période allant du 31 octobre 1997 jusqu'au 1^{er} novembre 2007, pour fournir $145 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($5,1 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) de gaz.

Renaissance détient des ententes de service garanti pour la capacité requise en amont sur NOVA. Le transport en aval sera assuré dans le cadre du service interruptible actuellement offert par Centra Manitoba pour les livraisons intérieures à Rogers Sugar et par Great Lakes et(ou) Viking, à court terme, pour les livraisons à l'exportation. REI sera chargée d'obtenir la capacité pipelinière aux É.-U. En ce qui a trait à la capacité sur Great Lakes, REI s'appuie sur la capacité détenue par ses clients et sur la capacité libérée ou interruptible. REI utilise actuellement un service de transport interruptible au mois sur Viking. La capacité de service garanti sur Centra Manitoba, Great Lakes ou Viking n'est donc pas étayée par contrat.

Renaissance aura recours à l'ensemble de ses approvisionnements globaux, sous garantie, pour fournir le volume requis. Elle n'a voué aucune réserve particulière à Rogers Sugar. Un résumé des approvisionnements globaux de Renaissance, ainsi qu'un bilan de l'offre et de la demande globales indiquant qu'un approvisionnement suffisant existe pour répondre aux besoins annuels projetés, ont été soumis.

Renaissance était d'avis qu'elle avait prouvé l'existence de marchés à long terme et qu'il serait à son désavantage d'obtenir par contrat et de payer une capacité de transport garanti sur Great Lakes lorsqu'une telle capacité ne serait utilisée que de six à sept mois par année. Elle a signalé à TransCanada qu'elle était disposée à fournir les garanties financières que TransCanada peut devoir raisonnablement exiger pour se protéger du risque que Renaissance ne paie pas les frais liés à la demande.

Renaissance a soutenu qu'il conviendrait que l'Office examine sa demande dans le cadre du traitement de la demande de TransCanada visant les installations de 1997-1998. Dans une lettre datée du 23 mai 1996, après avoir examiné la demande de Renaissance, l'Office a décidé de traiter l'examen de la demande de Renaissance liée à l'article 71 dans le cadre de l'instance GH-3-96.

Renaissance a indiqué que les exigences actuelles de TransCanada, à l'effet qu'une compagnie sollicitant le service doit prouver avoir pris des arrangements pour le transport en aval, ne stipulent pas explicitement la durée et le type d'arrangements (transport garanti ou interruptible) à prouver. Renaissance a fait observer que, dans le passé, TransCanada a démontré sa souplesse lorsqu'elle a accepté comme preuve des arrangements pour le service interruptible en aval ou une durée de service pour le transport pipelinier en aval moindre que la durée d'un contrat de TransCanada.

Renaissance a concédé qu'elle ne détient pas une capacité garantie sur Great Lakes pour la partie de l'année durant laquelle Rogers Sugar n'a pas besoin de gaz, parce que Great Lakes n'offre pas un service garanti de six mois. Toutefois, Renaissance a déclaré que cela ne signifie pas qu'elle ne pourra acheminer son gaz aux marchés américains durant la période de non-compagne de Rogers Sugar. Elle a indiqué qu'elle connaît bien la situation en matière de transport sur Great Lakes. Elle a soutenu que, si elle n'était pas confiante d'obtenir le service de transport en aval nécessaire au moment où elle en aurait besoin, alors elle n'aurait pas signé de contrat avec Rogers Sugar.

Renaissance a aussi soutenu que les circonstances entourant sa demande sont uniques et que les politiques de TransCanada devraient être appliquées en tenant compte de ces circonstances. Pour étayer cette position, Renaissance a conclu que l'usine de Winnipeg a des besoins en gaz inhabituels et elle a suggéré qu'il est très rare de tomber sur un consommateur industriel canadien qui a besoin d'un approvisionnement garanti en gaz de six mois par année, dont l'usine est située à un endroit où il y a peu de marchés pour le gaz durant le reste de l'année, près de la frontière internationale et d'un pipeline américain de raccordement. Renaissance a souligné qu'elle ne demandait pas le transport jusqu'à Emerson pour desservir un marché d'exportation annuel, mais qu'elle demandait ce transport pour pouvoir desservir, de façon rentable, les besoins d'un marché intérieur. Renaissance a soutenu qu'il n'était pas raisonnable, dans ces circonstances, que TransCanada exige qu'elle prouve détenir une capacité à long terme de transport garanti en aval, à l'instar des expéditeurs desservant des marchés de l'exportation à long terme.

Dans un effort pour accommoder la demande de service de Renaissance, TransCanada a offert le service garanti d'Empress (Alberta) jusqu'à la zone de livraison du Manitoba, avec accès à Emerson (Manitoba) par un détour. Toutefois, Renaissance a jugé cette offre inacceptable parce que TransCanada ne pouvait garantir la fiabilité du détour jusqu'à Emerson.

Renaissance a reconnu que, si la capacité de TransCanada dépasse la capacité de prise obligatoire en aval, une partie de la capacité de TransCanada sera sous-utilisée. Toutefois, Renaissance a noté que TransCanada a confirmé qu'elle aurait une capacité excédentaire pour le transport jusqu'à Emerson si

l'Office approuve les installations visées par la demande. Renaissance a donc soutenu qu'elle ne susciterait pas de désappariement puisqu'un tel désappariement existe déjà. Renaissance a déclaré qu'en réalité, elle aidera à atténuer la préoccupation de TransCanada en livrant à Rogers Sugar, à Winnipeg, du gaz pendant six mois de l'année, période pendant laquelle le reste des expéditeurs demandant le transport jusqu'à Emerson auront accès à une capacité supplémentaire de $145 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($5,1 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) sur le réseau Great Lakes.

Renaissance a aussi fait observer que le volume à transporter s'élève à seulement $145 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($5,1 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$). TransCanada a reconnu qu'elle ne pourrait appairier la capacité en aval et en amont à un tel degré.

Renaissance a soutenu que Rogers Sugar, et l'industrie sucrière au Manitoba, serait avantagée si l'Office approuvait sa demande puisque Rogers Sugar pourrait ainsi obtenir un approvisionnement en gaz plus économique.

Renaissance a déclaré que ce projet, du fait de son caractère unique, ne créerait pas de précédent. Elle a soutenu que la question de la création d'un précédent est au coeur de la préoccupation de TransCanada. Renaissance a incité l'Office à considérer sa demande par elle-même et laisser à un autre jour l'examen des grandes questions, comme le principe de l'appariement de la capacité en aval et en amont et les procédures de mise en file d'attente connexes de TransCanada.

TransCanada a soutenu que, si l'Office approuvait la demande liée à l'article 71, cette approbation devrait reposer sur une affirmation du caractère unique du cas de Renaissance et du maintien du principe selon lequel un expéditeur de TransCanada est tenu de fournir l'assurance qu'il existe une capacité de prise obligatoire en aval. TransCanada a aussi soutenu qu'une telle approbation devrait être traitée comme une exception et ne devrait pas être jugée comme créant un précédent dans l'interprétation du tarif actuel en ce qui a trait à l'assurance susmentionnée. TransCanada a déclaré sa préoccupation à l'égard de l'impact qu'aurait le fait d'inclure la demande de Renaissance dans la demande visant les installations, puisqu'on ferait abstraction des procédures de mise en file d'attente. TransCanada a soutenu qu'on constate, en jetant un regard en arrière, que lorsque des règles et des lignes directrices sont relâchés, c'est une question de temps seulement avant qu'un autre projet «à caractère unique» n'apparaisse et n'exige un autre relâchement semblable. TransCanada a soutenu que, si la demande de Renaissance est approuvée, cela reviendrait à accorder un traitement préférentiel à Renaissance par rapport aux autres expéditeurs qui sont touchés par la demande visant les installations et qui satisfont aux exigences d'inclusion.

TransCanada a déclaré qu'elle ne mettait pas en doute les renseignements historiques qui avaient été déposés concernant l'aptitude de Renaissance à avoir accès à la capacité libérée sur le réseau Great Lakes. Elle a soutenu qu'il n'existe pas d'assurance adéquate à l'effet qu'une telle capacité sera disponible au cours de la durée de dix ans du contrat de services garanti que Renaissance demande, ou que Renaissance sera toujours la soumissionnaire retenue pour le service sur Great Lakes. TransCanada a aussi insisté sur sa préoccupation à l'effet qu'une capacité redondante pourrait s'accumuler au point de raccordement avec Great Lakes sans un accroissement correspondant de la capacité en aval. Selon TransCanada, cela pourrait vraisemblablement aboutir à un accroissement de la capacité d'arrivée à Emerson par rapport à la capacité de sortie. Dans de telles circonstances, selon TransCanada, il se pourrait que Renaissance prenne la place de ventes de gaz canadien existantes à ce point, ce qui aboutirait à une sous-utilisation des installations de TransCanada. Cette dernière a aussi indiqué qu'un

tel risque se pose aussi dans les situations où Renaissance réussit à obtenir la capacité libérée sur Great Lakes, si un autre expéditeur ne peut avoir accès à un autre point sur le réseau par un détournement. TransCanada a concédé que, dans la présent cas, le volume de gaz en cause est peu élevé, ce qui tend à minimiser cette préoccupation, et que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elle puisse s'accommoder d'une différence entre l'aval et l'amont relativement à un volume de $142 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($5 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$).

TransCanada a soutenu que la capacité sur le réseau Great Lakes est très serrée et qu'elle ne s'attend pas à ce que le transport interruptible soit disponible sur ce réseau, surtout dans l'année initiale du contrat.

TransCanada a indiqué qu'en supposant que les installations visées par la demande soient approuvées, une capacité excédentaire suffisante pour accommoder la demande de Renaissance s'appliquerait seulement à 1997-1998 et qu'à partir de cette date, elle ne pouvait déterminer si des installations additionnelles seraient nécessaires dans l'avenir.

Aucun des autres expéditeurs ne s'est opposé à la demande de Renaissance liée à l'article 71. Le secrétariat du Conseil de développement économique du Manitoba a appuyé la demande de Renaissance et il a indiqué que l'approbation de la demande aiderait Rogers Sugar et permettrait à l'industrie sucrière de demeurer viable.

L'ACPP a soutenu que la demande de Renaissance devrait être approuvée d'après les faits qui l'entourent. Elle a aussi soutenu que les grandes questions qui préoccupent TransCanada peuvent et devront être traitées à un autre moment.

Opinion de l'Office

L'Office est d'avis que TransCanada a agi conformément à son tarif dans l'évaluation de la demande de Renaissance visant le transport jusqu'à Emerson (Manitoba). Il note que Renaissance a été incapable de prouver l'existence d'un service de transport à long terme en aval. Comme il l'a déjà précisé dans des décisions antérieures, y compris GH-5-89 et GH-4-91, il continue de croire que TransCanada est la mieux placée pour évaluer les risques associés à des projets individuels qui sous-tendent un agrandissement de ses installations et, en particulier, pour déterminer le risque associé au recouvrement des frais liés à la demande. L'Office continue de croire que TransCanada devrait avoir la latitude de déterminer si elle peut raisonnablement s'attendre à ce qu'il soit nécessaire d'accroître la capacité à long terme.

Toutefois, l'Office note que les expéditeurs éventuels, qui croient qu'une application stricte du tarif est indûment contraignante, peuvent toujours s'adresser à l'Office pour que les actions de TransCanada soient examinées. S'il juge qu'il est dans l'intérêt public d'interpréter différemment le tarif, l'Office peut décider d'intervenir. Une telle décision sera en général prise cas par cas, après examen de tous les facteurs pertinents, qui peuvent comprendre, sans s'y limiter, la nature de la demande du service particulier, l'impact de la demande sur le réseau existant et les expéditeurs actuels, le risque de sous-utilisation des installations, le coût de prestation du service, et la possibilité que l'Office reçoive un grand nombre de demandes semblables. Dans les

circonstances appropriées et à sa discrétion, l'Office peut approuver une demande qui ne créerait pas de précédent.

L'Office reconnaît la préoccupation de TransCanada à l'effet qu'une capacité redondante pourrait s'accumuler au point de raccordement avec Great Lakes sans un accroissement correspondant de la capacité en aval. Selon TransCanada, cela pourrait vraisemblablement amener le déplacement des ventes existantes et entraîner une sous-utilisation de ses installations. Un tel risque existe aussi si un expéditeur réussit à obtenir la capacité libérée sur le réseau Great Lakes, car un expéditeur dont les volumes seraient déplacés pourrait être incapable d'avoir accès à un autre point sur le réseau par un détournement.

L'Office note que le volume relativement faible, dans le présent cas, tend à minimiser la préoccupation concernant le principe d'appariement de la capacité en aval et de la capacité en amont, puisque TransCanada ne peut apparier les volumes à un tel degré.

L'Office note aussi que TransCanada ne s'opposait pas à la demande de service garanti de Renaissance, dans la mesure où cette demande représente un cas unique et que le principe selon lequel TransCanada peut exiger l'assurance qu'il existe une capacité de prise obligatoire en aval est maintenu. L'Office reconnaît l'argument de Renaissance à l'effet que le projet est une situation unique. En outre, il est d'avis qu'il est improbable qu'un projet de la nature de celui de Renaissance ne se représente.

L'Office a aussi pris en considération les faits suivants : Renaissance a signalé à TransCanada qu'elle est disposée à fournir les garanties financières que TransCanada peut raisonnablement exiger pour se protéger du risque que Renaissance ne paie pas les frais liés à la demande; le volume en cause est faible et le risque de déplacement connexe est minimal; Renaissance est l'un des principaux producteurs du Canada et elle est un expéditeur et un commercialisateur d'expérience; aucune partie ne s'est opposée à la demande; Renaissance a demandé le transport jusqu'à Emerson (Manitoba) pour lui permettre de desservir, de façon rentable, les besoins d'un marché intérieur. L'Office est aussi d'avis que l'approbation de la demande de Renaissance profiterait à Rogers Sugar et à l'industrie sucrière et qu'elle serait donc dans l'intérêt public.

Décision

L'Office approuve la demande que Renaissance a présentée aux termes du paragraphe 71(2) de la Loi, sous réserve que le gouverneur en conseil approuve la délivrance d'un certificat. Il ordonne à TransCanada de recevoir, transporter et livrer le gaz offert par Renaissance à TransCanada, à concurrence de $145 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($5,1 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) d'Empress (Alberta) jusqu'à Emerson (Manitoba) à compter du 1^{er} novembre 1997 conformément au barème des droits applicables au service garanti existant. L'Office délivrera une ordonnance sous réserve que le gouverneur en conseil approuve la délivrance d'un certificat relativement à la demande de TransCanada visant les installations de 1997-1998.

Toutefois, l'Office réitère qu'il examinera cas par cas chaque demande. L'approbation de la présente demande liée à l'article 71 constitue une exception et ne doit pas être considérée comme créant un précédent quant à l'interprétation du tarif de transport de TransCanada, y compris les procédures de mise en file d'attente, ou les *Directives concernant les exigences de dépôt* de l'Office à l'effet que la capacité en aval et en amont devrait refléter les contrats de transport de TransCanada. En outre, l'approbation de la demande ne suggère pas que les dispositions des compagnies pipelinières américaines en matière de libération de la capacité constitueront nécessairement une preuve adéquate d'une capacité de prise obligatoire en aval.

L'Office incite les parties à traiter les grandes questions du principe d'appariement de la capacité en aval et de la capacité en amont et le tarif de transport et les procédures de mise en file d'attente connexes de TransCanada.

Puisque TransCanada a confirmé qu'aucune installation, autres que celles déjà proposées par elle, n'est requise pour 1997-1998 pour accommoder la demande de Renaissance, il est inutile que l'Office ordonne à TransCanada, aux termes du paragraphe 71(3) de la Loi, de fournir des installations adéquates et convenables à Renaissance.

Chapter 8

Dispositif

Les chapitres qui précèdent constituent nos décisions et nos motifs de décision à l'égard des demandes entendues par l'Office au cours de l'instance GH-3-96.

Demandes de TransCanada aux termes des articles 52 et 58 et visant une exemption

L'Office a jugé que les installations dont TransCanada projette la construction sont et demeureront d'utilité publique. Il recommandera donc au gouverneur en conseil la délivrance d'un certificat, assorti des conditions décrites à l'annexe II, sauf en ce qui a trait aux installations énumérées au tableau 4-3, qui sont exemptées de l'application des conditions 12 et 13.

Le doublement Richmond, aussi compris dans le tableau 4-3 à titre d'installation exigée dans le scénario de base, est exempté de l'application des conditions 13 et 14 du certificat GC-87 conformément à l'ordonnance modificatrice AO-2-GC-87, comprise à titre d'annexe III dans les présents motifs. En outre, aux termes de la condition 24 du certificat GC-87, la date à laquelle le certificat expirerait si la construction ne commence est prorogée au 31 octobre 1997, selon l'ordonnance modificatrice AO-2-GC-87.

Dès la délivrance d'un certificat, l'Office exemptera les installations visées par la demande liée à l'article 58 de la Loi de l'application des alinéas 31c) et 31d) et des articles 33 et 47 de la Loi; ces installations seront toutefois touchées par la condition de l'ordonnance d'exemption figurant à la fin de l'annexe II des présents motifs.

Demande de Renaissance liée à l'article 71

L'Office a jugé qu'il est dans l'intérêt public d'ordonner à TransCanada de recevoir, transporter et livrer du gaz, jusqu'à concurrence de $145 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$, offert par Renaissance, comme il est décrit plus en détail dans cette demande. Dès la délivrance d'un certificat, l'Office délivrera une ordonnance, aux termes du paragraphe 71(2) de la Loi, enjoignant à TransCanada de fournir le service sollicité.

J.A. Snider
membre président

K.W. Vollman
membre

A. Côté-Verhaaf
membre

Appendix I

Liste des questions

1. Quelle est la faisabilité des installations projetées?
2. Est-ce que la conception des installations projetées convient?
3. Est-ce que la conception des installations projetées est sécuritaire? Est-ce que les installations projetées peuvent être exploitées en toute sécurité?
4. Est-ce que la réforme des compresseurs, proposée dans le cartable de la demande de TransCanada, onglet Installations, sous-onglet 2, point 7.0, page 21, devrait être traitée comme une réforme «ordinaire» aux termes du *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs* («RNCG»)?
5. Est-ce que les installations projetées pourraient avoir des effets environnementaux et socio-économiques défavorables? On discutera des facteurs décrits à l'article 16 de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*.
6. Est-ce que le tracé retenu est approprié? Est-ce que les besoins en terrains et le processus d'acquisition des droits fonciers sont appropriés?
7. Est-ce que le processus d'avis public est approprié?
8. De quelles conditions devrait être assortie toute autorisation qui pourrait être accordée?
9. Est-ce que l'Office devrait approuver la demande que Renaissance Energy Ltd. («Renaissance») a présentée le 14 mai 1996, aux termes des paragraphes 71(2) et 71(3) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, afin qu'il ordonne à TransCanada PipeLines Limited de construire des installations additionnelles et de transporter du gaz pour Renaissance.
10. Est-ce que l'Office devrait approuver la demande que PanCanadian Petroleum Limited («PanCanadian») a présentée le 15 août 1996, aux termes des paragraphes 71(2) et 71(3) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, afin qu'il ordonne à TransCanada Pipelines Limited de construire des installations additionnelles et de transporter du gaz pour PanCanadian.

Appendix II

Conditions du certificat

1. Les installations pipelinières pour lesquelles le certificat est délivré appartiennent à TransCanada, qui les exploitera.
2. Sauf avis contraire de la part de l'Office,
 - a) TransCanada doit veiller à ce que les installations approuvées soient conçues, fabriquées, situées, construites et mises en place conformément aux plans et devis, et autres renseignements ou données contenus dans sa demande ou dans la preuve produite devant l'Office, sous réserve des dispositions prévues au paragraphe b) ci-dessous;
 - b) TransCanada ne doit pas apporter de modifications aux plans et devis, et autres renseignements ou données mentionnés au paragraphe a), sans avoir obtenu l'autorisation préalable de l'Office.
3. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit appliquer ou faire appliquer toutes les politiques, méthodes, recommandations et procédures concernant la protection de l'environnement, comprises ou mentionnées dans sa demande ou dans la preuve produite au cours du traitement de sa demande.
4. Sauf avis contraire de la part de l'Office, en ce qui a trait aux installations devant être construites en Ontario,
 - a) lorsqu'il s'agit de travaux de construction ou d'activités devant se dérouler hors de son emprise et de ses aires de travail temporaires, TransCanada doit, après consultation avec le chef de district (ou son suppléant) du ministère des Ressources naturelles de l'Ontario («MRNO»), obtenir toutes les autorisations requises du MRNO et les observer. Ces autorisations peuvent être des permis de travail et peuvent s'appliquer à tous les travaux de construction ou à toutes les activités se déroulant sur les terres publiques (construction de chemins d'accès, enlèvement des agrégats, enlèvement du bois d'oeuvre, etc.).

TransCanada doit demander ces autorisations au plus tard trente jours avant la date de début des travaux ou des activités projetés. Si une autorisation n'est pas accordée dans ce délai, TransCanada peut demander à l'Office national de l'énergie (l'«Office») d'autoriser ces travaux ou ces activités.

TransCanada doit aussi aviser les parties chargées de mener de tels travaux ou activités hors de son emprise et de ses aires de travail temporaires d'obtenir toutes les autorisations nécessaires du MRNO pour ces travaux ou activités (construction de chemins d'accès, sources d'agrégats, etc.) dès que possible avant d'aller de l'avant.

Nota : lorsqu'elle doit couper du bois sur les terres publiques, dans les limites de l'emprise et de ses aires de travail temporaires, TransCanada doit demander la licence de coupe du district pertinent («LCD») au plus tard trente jours avant le début des travaux.

- b) Pour tous les franchisements proposés de cours d'eau ou de plans d'eau qui figurent sur les cartes du Système national de référence cartographique («SNRC») à l'échelle du 1:50 000 au minimum, TransCanada doit fournir au chef de district local (ou à son suppléant) du MRNO, au plus tard trente jours avant le début des travaux de construction du franchissement projeté (sauf si le MRNO le juge inutile) :
- (i) une liste de tous les cours d'eau ou plans qui seront franchis par le pipeline et la méthode pour chaque franchissement;
 - (ii) une liste de tous les franchisements temporaires de cours d'eau ou de plans d'eau construits pour le passage des véhicules;
 - (iii) une carte indiquant tous les franchisements de cours d'eau ou de plans d'eau selon le nom de la VCP de TransCanada et du cours d'eau ou du plan d'eau;
 - (iv) une évaluation des pêcheries;
 - (v) pour les franchisements de cours d'eau à sec, des renseignements propres à chaque site; ces renseignements porteront, par exemple, sur le débit du cours d'eau, la taille et l'emplacement des ponceaux, etc.; ils préciseront et compléteront les renseignements figurant aux devis types;
 - (vi) pour les franchisements construits aux fins de passage des véhicules, des renseignements portant sur la longueur et la portée des ponts, la longueur et le diamètre des ponceaux et l'emplacement des gués; ces renseignements préciseront et compléteront les renseignements figurant aux devis types; ils seront fournis à une date ultérieure, mais avant le début des travaux de construction.
- c) Si la méthode et les mesures d'atténuation pour un franchissement proposé ou d'autres travaux de construction ou activités proposés ne sont pas à la satisfaction du MRNO, le franchissement, les travaux ou les activités ne commenceront pas tant que TransCanada n'aura pas répondu de façon satisfaisante aux préoccupations du MRNO que ce ministère lui aura signalées dans les quatorze jours après réception des renseignements mentionnés aux paragraphes a), b) et e) de la condition 4.
- d) TransCanada doit respecter les *Ontario Generic Sediment Control Plans* (plans génériques de lutte contre les sédiments) préparés par le MRNO, datés de février 1992 et révisés en février 1993, et mis à jour par intervalles de concert avec TransCanada, pour la construction, l'utilisation et le retrait des dispositifs (canaux pour franchissement à sec, pompes et barrages, passage temporaire des véhicules) de franchissement de cours d'eau et de plans d'eau qui figurent sur les cartes du SNRC à l'échelle du 1:50 000 au minimum, sauf si le MRNO juge que des plans détaillés spécifiques de construction et de lutte contre les sédiments sont requis.

TransCanada doit respecter ses procédures courantes, y compris celles figurant au *Environmental Management Handbook* (manuel de gestion de l'environnement), pour les franchissements, par son pipeline et aux fins de passage des véhicules, des cours d'eau ou des plans d'eau qui ne figurent pas sur les cartes du SNRC à l'échelle du 1:50 000 au minimum, sauf si le MRNO juge que les plans susmentionnés ou les plans détaillés spécifiques de construction et de lutte contre les sédiments conviennent pour des franchissements particuliers et qu'il signale ce fait à TransCanada dix jours avant la construction du franchissement.

- e) Pour chaque franchissement, par le pipeline et aux fins de passage permanent des véhicules, qui se fera dans le lit de cours d'eau ou de plans d'eau qui figurent sur les cartes du SNRC à l'échelle du 1:50 000 au minimum, TransCanada doit soumettre au chef de district (ou à son suppléant) du MRNO, au plus tard dans les vingt-un jours avant le début de la construction projetée du franchissement, des plans détaillés propres à chaque chantier et des plans de lutte contre les sédiments, sauf si le MRNO juge que des devis types conviennent. Ces plans doivent respecter les lignes directrices de mars 1993 du MRNO : *Sediment Control Plans For Wet Crossings, General Conditions TransCanada PipeLines* (plans de lutte contre les sédiments pour les franchissements dans le lit du cours d'eau, conditions générales de TransCanada PipeLines), dans leur version modifiée par intervalles de concert avec TransCanada.
- f) Au moins 48 heures avant la tenue d'un séminaire sur l'environnement destiné aux chefs de chantier, TransCanada doit aviser le chef de district (ou son suppléant) du ministère de l'Énergie et de l'Environnement de l'Ontario («MÉEO»), le chef de district local (ou son suppléant) du MRNO et le président du Comité ontarien de coordination des pipelines (COCP) de la date, de l'heure et du lieu du séminaire et fournir les noms du superviseur de chantier et de l'inspecteur en environnement qui travaillera sur le terrain.
- g) TransCanada doit fournir un avis au chef de district local (ou à son suppléant) du MRNO, au moins 48 heures avant la construction de chaque franchissement de cours d'eau ou de plan d'eau, et dans les cinq jours après l'achèvement de la construction de chaque franchissement. L'avis sera donné pendant les heures normales d'affaires. TransCanada signalera au chef de district (ou à son suppléant) du MRNO le plus tôt possible chaque changement apporté au calendrier des travaux après que l'avis ait été donné.
- h) TransCanada doit fournir au chef de district (ou à son suppléant) du MÉEO un calendrier de construction. Lorsqu'un franchissement doit être construit avant la date prévue au calendrier, TransCanada doit le signaler au chef de district (ou à son suppléant) du MÉEO au moins 48 heures avant le début des travaux de franchissement.
- i) (i) TransCanada doit obtenir l'autorisation pertinente aux termes de la *Loi sur les pêcheries* du ministère des Pêches et des Océans («MPO») avant la construction, si le MRNO ou le MPO, ou les deux, sont d'avis

qu'une telle autorisation est requise en raison des mesures que prévoit prendre TransCanada.

- (ii) TransCanada doit signaler au chef de district (ou à son suppléant) du MRNO dès que possible toutes les mesures ou tous les travaux qui pourraient exiger une autorisation du MPO, comme un franchissement projeté dans un lit de cours d'eau ou un plan d'eau qui pourrait perturber les activités cruciales de frai ou d'incubation du poisson.
- (j) TransCanada doit aviser le MRNO si des travaux de préparation du chantier ou de construction devront se dérouler à des dates qui sont défavorables pour les pêcheries. Elle consultera le MRNO pour élaborer des plans d'atténuation mutuellement acceptables. Elle se conformera aux restrictions que lui imposera le MRNO quant aux dates des travaux de préparation des chantiers ou de construction pour assurer la protection contre les incendies.
- (k) Le chef de chantier de TransCanada (ou son suppléant) avisera immédiatement le chef de district local (ou son suppléant) du MRNO de l'introduction d'une quantité importante de sédiments ou autres matériaux dans un cours d'eau ou un plan d'eau, ou de l'échec des mesures d'atténuations prises, ainsi que des mesures d'intervention prises dans une telle situation. Lorsque c'est possible, c'est le chef de chantier de TransCanada (ou son suppléant) qui déterminera les mesures à prendre, durant une telle situation ou ultérieurement, de concert avec le chef de district (ou son suppléant) du MRNO.
- (l) TransCanada fournira directement au chef de district local (ou à son suppléant) du MRNO, pour information, une copie des rapports sur les ouvrages finis («tels que construits») ou des rapports postérieurs à la construction.
- (m) Les débris de construction, sauf les souches et les pailles, doivent être enfouis à des sites approuvés.
- (n) TransCanada surveillera la qualité de l'eau et le niveau d'eau de tous les puits d'eau se trouvant dans les 100 m des lieux de dynamitage proposés.
- (o) TransCanada signalera au chef de district local (ou à son suppléant) du MÉEO toutes les plaintes concernant les effets négatifs du dynamitage sur les puits d'eau, et les solutions proposées.
- (p) Si les travaux de construction empêchent l'approvisionnement en eau, TransCanada fournira aux parties touchées de l'eau potable en quantité suffisante ou de l'équipement de filtration adéquat pour satisfaire aux besoins ménagers courants.
- (q) Dans les zones que l'on sait ou que l'on soupçonne être contaminées, TransCanada mènera des tests et des analyses des sols aux sites d'excavation proposées pour le franchissement de cours d'eau.

Avant le début des travaux de construction

5. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, au moins cinq jours ouvrables avant le début des travaux de franchissement dans le lit d'un cours d'eau vulnérable, soumettre

à l'Office aux fins d'approbation des renseignements additionnels concernant le franchissement. Voici ces renseignements :

- a) plans de construction du franchissement;
 - b) restrictions temporelles pour les travaux dans le lit du cours d'eau;
 - c) mesures d'atténuation et de restauration propres à chaque site qui seront utilisées en raison des engagements pris envers les organismes de réglementation;
 - d) preuve montrant que TransCanada a bien répondu à toutes les préoccupations des organismes de réglementation; cela comprendra toutes les mises à jour nécessaires apportées aux évaluations environnementales là où des carences ont été relevées;
 - e) l'état des approbations, y compris des conditions environnementales.
6. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, au moins dix jours avant le début des travaux de construction des installations approuvées, déposer auprès de l'Office un ou des calendriers de construction détaillés indiquant les principaux travaux de construction, et elle doit signaler à l'Office toutes les modifications apportées à ce ou ces calendriers à mesure qu'elle les apporte.
7. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, au moins dix jours avant le début des travaux de construction des installations approuvées, déposer auprès de l'Office les résultats des études des richesses patrimoniales mentionnées dans la demande, y compris les mesures d'atténuation ou d'évitement connexes.
8. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, avant le début des travaux de construction, déposer auprès de l'Office des copies des autorisations ou permis provinciaux qui contiennent les conditions environnementales relatives aux installations visées par la demande. En outre, elle doit tenir un ou des dossiers d'information à son ou ses bureaux de chantier qui comprendront tous les changements apportés sur le terrain, et des permis obtenus après le début des travaux de construction.
9. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, avant le début des travaux de construction, déposer auprès de l'Office un sommaire mis à jour qui détaille les résultats des discussions tenues avec les groupes d'intérêt et les organismes de réglementation pertinents. En outre, TransCanada doit tenir un ou des dossiers d'information à son ou ses bureaux de chantier qui comprendront :
- a) une liste détaillée de toutes les mesures d'atténuation propres à chaque site qui seront prises en raison des engagements pris envers les groupes d'intérêt ou les organismes de réglementation;
 - b) une explication des contraintes relevées qui pourraient affecter le programme de construction.
10. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, avant le début des travaux de construction des doublements Savanne, Geraldton, Longlac, Flynn Lake, Cochrane, Latchford et Marten River :
- a) signifier les études des richesses patrimoniales au gouvernement de l'Ontario;

- b) solliciter l'avis du gouvernement de l'Ontario quant à l'acceptabilité de ces études;
 - c) fournir à l'Office l'avis du gouvernement de l'Ontario quant à ces études ou lui signaler qu'elle n'a pu obtenir un tel avis, verbal ou écrit, du gouvernement provincial.
11. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, au moins quinze jours avant le début de la partie des essais hydrostatiques des installations en Ontario, soumettre à l'Office aux fins d'approbation des renseignements additionnels concernant les conditions usuelles ou les mesures d'atténuation spécifiques que TransCanada prévoit utiliser pour les essais hydrostatiques.
12. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, avant le début des travaux de construction des installations approuvées, prouver à la satisfaction de l'Office :
- a) en ce qui a trait aux nouveaux volumes garantis qui doivent être exportés, que toutes les autorisations nécessaires des organismes de réglementation au Canada et aux États-Unis, y compris les autorisations d'exportation à long terme de gaz canadien, ont été obtenues;
 - b) en ce qui a trait aux services de transport des nouveaux volumes garantis sur le réseau TransCanada :
 - (i) que les contrats de transport ont été signés;
 - (ii) que toutes les autorisations nécessaires des organismes de réglementation au Canada et aux États-Unis ont été obtenues relativement aux installations ou aux services de transport nécessaires en aval;
 - (iii) que les contrats d'approvisionnement en gaz ont été signés.
13. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, avant le début des travaux de construction des installations approuvées, soumettre à l'Office aux fins d'approbation :
- a) les tableaux des besoins, dans la même présentation que les tableaux 2, 3 et 5 du sous-onglet 1 de l'onglet «Requirements» (besoins) de la pièce B-1-1 de l'instance GH-3-96, indiquant les besoins selon le scénario de base, et les besoins pour lesquels la condition 12 a été satisfaite;
 - b) les diagrammes schématiques de débit du réseau TransCanada prouvant que les installations approuvées dont la construction doit être autorisée sont nécessaires pour transporter le gaz selon les besoins mentionnés au paragraphe a).

Durant les travaux de construction

14. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, durant les travaux de construction, veiller à ce que l'habitat spécialisé de la faune et des plantes à statut désigné soit évité ou restauré, ou que les animaux ou plantes soient relocalisés, en consultation avec les organismes de réglementation pertinents.
15. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit déposer auprès de l'Office, avant l'ensemencement, tous les changements qu'elle apporte aux mélanges de semences

recommandés, décrits dans les rapports d'évaluation, sauf si ces changements sont exigés par un propriétaire foncier.

16. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, durant les travaux de construction, conserver à chaque chantier aux fins de vérification une copie des méthodes de soudure et des essais non destructifs utilisés pour le projet, ainsi que la documentation à l'appui.

Après les travaux de construction

17. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, dans les six mois suivant la mise en service des installations approuvées, déposer auprès de l'Office un rapport ventilant les coûts engagés durant la construction des installations approuvées, dans la présentation utilisée aux annexes 4 à 25 du sous-onglet 9 de l'onglet «Facilities» (installations) de la pièce B-1-1 de l'instance GH-3-96, qui précise les coûts réels par rapport aux coûts prévus et qui explique les écarts importants entre les prévisions et les coûts réels.
18. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit déposer auprès de l'Office un rapport environnemental suivant la construction dans les six mois suivant la mise en service de chaque installation approuvée. Le rapport décrira les questions environnementales qui se sont posées jusqu'à la date de dépôt du rapport et :
 - a) fournira une description de toutes les modifications mineures apportées aux méthodes, pratiques et recommandations qui ont été mises en oeuvre durant la construction;
 - b) indiquera les questions résolues et les questions en suspens;
 - c) décrira les mesures que TransCanada prévoit prendre pour régler les questions en suspens.
19. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit déposer auprès de l'Office, avant le 31 décembre de chacune des deux saisons de croissance suivant le dépôt du rapport mentionné à la condition 18 :
 - a) une liste des questions environnementales qui étaient indiquées comme étant en suspens dans le rapport, et des questions qui se sont posées depuis;
 - b) une description des mesures que TransCanada prévoit prendre pour résoudre les questions en suspens.
20. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, dans les trois mois après la mise en service des installations améliorées, déposer auprès de l'Office les résultats des relevés des émissions de source NO_x et indiquer si les appareils de compression respectent la *Recommandation nationale sur les émissions des turbines à combustion fixes* du Conseil canadien des ministres de l'environnement (décembre 1992, CCME-EPC/AITG-49F).
21. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, au cours de l'année suivant la mise en service des installations améliorées de la station 75, déposer auprès de l'Office les résultats du programme de surveillance de l'air ambiant de la station; elle précisera les autres mesures d'atténuation qu'elle prévoit prendre
22. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, dans les trois mois après la mise en service des installations améliorées de la station, déposer auprès de l'Office, les études environnementales sur les niveaux de bruit qui seront faites après la construction, et qui

indiqueront si les niveaux de bruit qui résultent du fonctionnement à plein régime de tout le matériel dépassent les niveaux de bruit prévus dans les évaluations de TransCanada.

23. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, au cours de l'année suivant la mise en service des nouvelles installations de compression visées par la demande, déposer auprès de l'Office un rapport d'étape sur les plaintes concernant le bruit qu'elle a reçues en raison de l'exploitation de la station, y compris les mesures d'atténuation qu'elle prendrait en réponse à ces plaintes.

Expiration du certificat

24. Sauf avis contraire de la part de l'Office donné avant le 31 décembre 1998, le présent certificat expirera le 31 décembre 1998 sauf si la construction et la mise en place de chacune des installations additionnelles ont commencé à cette date.

CONDITION DE L'ORDONNANCE D'EXEMPTION

1. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada, avant le début des travaux de construction de tout tronçon de doublement mentionné dans la présente ordonnance, sauf pour ce qui est prévu au paragraphe b), doit :
 - a) démontrer à la satisfaction de l'Office que tous les droits fonciers requis ont été obtenus pour le tronçon de doublement complet;
 - b) au cas où tous les droits fonciers requis n'ont pas été acquis dans un tronçon particulier du doublement mentionné dans la présente ordonnance, toutes les parties du doublement peuvent être construites à condition qu'avant d'entreprendre la construction de ces parties, TransCanada démontre à la satisfaction de l'Office que les droits, stipulés dans la Loi, des propriétaires fonciers le long des parties du tronçon de doublement pour lesquelles TransCanada n'a pas encore obtenu les droits fonciers requis, ne seront pas lésés par la construction des parties du tronçon du doublement.

Appendix III

Doublement Richmond

ORDONNANCE AO-2-GC-87

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la «Loi») et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande, datée du 3 octobre 1996, dans sa version modifiée, présentée par TransCanada PipeLines Limited («TransCanada») pour obtenir une exemption à l'égard de l'application des conditions 13 et 14 et une prorogation aux termes de la condition 24 du certificat GC-87, laquelle demande a été déposée auprès de l'Office sous le numéro de référence 3200-T001-13.

DEVANT l'Office, le 7 novembre 1996.

ATTENDU QUE l'Office national de l'énergie (l'«Office») a délivré à TransCanada le certificat d'utilité publique GC-87 qui a été approuvé par le décret en conseil C.P. 1994-1846 en date du 1^{er} novembre 1994;

ATTENDU QUE la condition 24 du certificat GC-87 énonce que «Sauf avis contraire de l'Office avant le 31 décembre 1996, le présent certificat expire le 31 décembre 1996 à moins que les travaux de construction et de mise en place de chacune des installations additionnelles n'aient commencé à cette date.»;

ATTENDU QUE TransCanada a déposé une demande, en date du 3 octobre 1996, dans sa version modifiée, dans l'instance GH-3-96 pour que les installations décrites comme le doublement Richmond (VCP 1216 à VCP 1216 + 10,3 km) soient exemptées de l'application des conditions 13 et 14 du certificat GC-87 et pour que le certificat GC-87 soit prorogé du 31 décembre 1996 au 31 octobre 1997;

ATTENDU QUE l'Office a déterminé que les effets environnementaux éventuellement négatifs, y compris les effets sociaux directement liés à ces effets environnementaux, que pourrait causer le projet sont négligeables ou atténuables à l'aide de techniques connues;

ATTENDU QUE l'Office est d'avis qu'il est dans l'intérêt public d'exempter le doublement Richmond de l'application des conditions 13 et 14 du certificat GC-87 et de proroger le certificat GC-87 jusqu'au 31 octobre 1997;

IL EST ORDONNÉ QUE le doublement Richmond est exempté de l'application des conditions 13 et 14 du certificat GC-87 conformément aux motifs de décision GH-3-96.

.../2

IL EST EN OUTRE ORDONNÉ QUE le certificat GC-87 est prorogé jusqu'au 31 octobre 1997 et que la condition 24 du certificat GC-87 est par la présente abrogée et remplacée par ce qui suit :

- «24. Sauf avis contraire de la part de l'Office donné avant le 31 octobre 1997, le présent certificat expirera le 31 octobre 1997 à moins que la construction et la

mise en place de chacune des installations additionnelles n'aient commencé à cette date.»

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

J.S. Richardson
Secrétaire