



## Office national de l'énergie

---

# Motifs de décision

**TransCanada PipeLines Limitée  
La Compagnie des pétroles Amoco Canada  
Limited et Consolidated Edison Company of  
New York, Inc.  
ICG Utilities (Ontario) Ltd (Exportations et  
ré-importations de gaz)  
Indeck Gas Supply Corporation  
ProGas Limited  
Shell Canada Limitée  
Western Gas Marketing Limited  
Western Gas Marketing Limited, à titre d'agent  
de TransCanada PipeLines Limited  
Direct Energy Marketing Limited**

**GH-1-89**

**Décembre 1989**

---

**Volume II - Installation**

## **Office national de l'énergie**

---

**Motifs de décision  
Relativement à**

**TransCanada PipeLines Limited**

**Demande présentée aux termes de la partie  
III de la *Loi sur l'Office national de  
l'énergie*, visant un certificat autorisant des  
installations**

relativement à

**La Compagnie des pétroles Amoco Canada  
Limitée et Consolidated Edison Company of  
New York, Inc.  
ICG Utilities (Ontario) Ltd (Exportations et  
ré-importations de gaz)  
Indeck Gas Supply Corporation  
Western Gas Marketing Limited  
Western Gas Marketing Limited, à titre d'agent  
de TransCanada PipeLines Limited  
Direct Energy Marketing Limited**

Demandes présentées aux termes de la partie I de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, visant la délivrance de licences d'exportation

et relativement à

ProGas Limited  
Shell Canada Limitée

Demandes présentées aux termes de la partie I de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, visant la modification de licences d'exportation de gaz naturel

**Volume II - GH-1-89**

**Décembre 1989**

© Ministre des Approvisionnements et Services  
Canada 1989

N° de cat. NE 22-1/1989-14-2F  
ISBN 0-662-95834-9

Ce rapport est publié séparément dans les deux  
langues officielles.

**Exemplaires disponibles auprès du:**

Bureau du soutien à la réglementation  
Office national de l'énergie  
473, rue Albert  
Ottawa (Canada)  
K1A 0E5  
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

This report is published separately in both official  
languages.

**Copies are available on request from:**

Regulatory Support Office  
National Energy Board  
473 Albert Street  
Ottawa, Canada  
K1A 0E5  
(613) 998-2704

Printed in Canada

## Table des matières

<b>Liste des tableaux</b> .....	(iv)
<b>Liste des figures</b> .....	(iv)
<b>Liste des annexes</b> .....	(iv)
<b>Abréviations</b> .....	(v)
<b>Aperçu</b> .....	(xiii)
<b>Exposé et comparutions</b> .....	(xxii)
<b>10. Demande concernant les installations</b> .....	2
10.1 Ordre des événements .....	2
10.2 Détail de la demande .....	5
<b>11. Questions d’approvisionnement</b> .....	7
11.1 Approvisionnement consacré à des projets particuliers .....	7
11.1.1 Projets d’exportation (licences qui n’ont pas encore été délivrées et n’ont pas été étudiées pendant l’audience GH-1-89) .....	8
11.1.2 Projets ayant trait au marché intérieur .....	9
11.2 Approvisionnement global en gaz .....	11
<b>12. Besoins</b> .....	14
12.1 Marché canadien .....	14
12.1.1 Prévision de la demande totale de gaz naturel .....	15
12.1.2 Marchés canadiens desservis aux termes de contrats de SG .....	18
12.1.3 Projet de Sault-Sainte-Marie d’ICG Ontario .....	18
12.1.4 Livraisons non attribuées .....	19
12.1.5 Contrat entre Union et Shell .....	19
12.1.6 Décision de Union en matière de service de transport garanti (STG) ...	20
12.1.7 Importations .....	20
12.2 Marchés d’exportation .....	21
12.2.1 Marchés possibles du gaz naturel canadien aux États-Unis .....	21
12.2.2 Services d’exportation qui sont actuellement fournis ou devraient commencer à l’être avant novembre 1990 .....	22
12.2.3 Exportations assujetties à des licences et qui commenceront à être assurées en 1990-1991 .....	22
12.2.4 Services d’exportation proposés à l’égard desquels des licences n’ont pas été délivrées ni étudiées pendant l’audience GH-1-89 .....	22
12.2.5 Autres exportations étayant la demande de TransCanada visant des installations pour 1990-1991 .....	25
12.2.6 Autres demandes de service exclues de la demande de TransCanada visant des installations .....	26

12.3	Construction d'installations appuyée sur des volumes exportés aux termes d'une autorisation d'exportation à court terme	28
12.4	Capacité de réserve et capacité non attribuée	29
<b>13.</b>	<b>Contrats de transport</b>	<b>36</b>
13.1	Accords précédents	36
13.2	Contrats de SG	36
13.2.1	Résiliation	36
13.2.2	Section 23 de l'article II du contrat de SG	37
<b>14.</b>	<b>Installations</b>	<b>39</b>
14.1	Besoins en installations	39
14.2	Protection contre la perte de compresseur	40
14.3	Installations particulières	46
14.3.1	Tronçon Western	46
14.3.2	Prolongement Emerson	47
14.3.3	Tronçon Central	47
14.3.4	Prolongement Dawn	48
14.3.5	Canalisation Kirkwall	48
14.3.6	Canalisation Niagara	49
14.3.7	Raccourci/North Bay	49
14.3.8	Canalisation Montréal	50
14.3.9	Prolongement St-Mathieu	50
14.3.10	Prolongement Napierville	50
14.3.11	Prolongement Gananoque	50
14.4	Modalités techniques des certificats	52
<b>15.</b>	<b>Transport pas les réseaux de Great Lakes et de Union</b>	<b>54</b>
15.1	Great Lakes	54
15.2	Union	55
<b>16.</b>	<b>Modalités applicables aux besoins</b>	<b>56</b>
<b>17.</b>	<b>Utilisation des terres et questions environnementales</b>	<b>58</b>
17.1	Utilisation des terres	58
17.1.1	Exigences de la Loi quant au choix du tracé des nouvelles installations pipelinières	58
17.1.2	Choix du tracé	59
17.1.2.1	Installations situées sur des servitudes existantes	61
17.1.2.2	Installations situées sur des servitudes adjacentes	61
17.1.2.3	Installations situées dans des corridors des services publics	62
17.1.2.4	Prolongements Gananoque et Napierville	62
17.1.3	Besoins en terrains, chantiers et avis d'acquisition	63
17.1.3.1	Besoins en terrains	64
17.1.3.2	Chantiers temporaires	65
17.1.3.3	Avis d'acquisition	66
17.1.4	Exemptions de l'application des alinéas 31 (c) et 31(d) et de l'article 33 de la Loi	66
17.2	Questions environnementales	66

17.2.1	Évaluations environnementales	66
17.2.2	Agriculture	67
17.2.3	Croisements de la rivière Niagara	67
17.2.4	Ressources du patrimoine	67
17.2.5	Inspection environnementale	67
17.2.6	Parties intéressées	68
<b>18.</b>	<b>Réforme de compresseurs</b>	<b>71</b>
<b>19.</b>	<b>Faisabilité économique des agrandissements de réseau pipelinier</b>	<b>72</b>
19.1	Effets distributifs de l'agrandissement du réseau pipelinier	73
19.1.1	Proposition du facteur de 1,2 faite par l'APC	73
19.1.2	Autres mesures des effets distributifs d'un agrandissement de réseau pipelinier: incidences sur les droits, incidences sur les rentrées nettes des producteurs, et incidences sur le revenu global des producteurs à la frontière de l'Alberta	78
19.2	Analyse avantages-coûts sociaux	80
19.3	Preuve de la suffisance de l'approvisionnement en gaz naturel et de l'existence d'un marché viable à long terme	82
19.4	Faisabilité économique de l'agrandissement de réseau proposé	83
<b>20.</b>	<b>Décision</b>	<b>86</b>

## Liste des tableaux

1	Besoins supplémentaires en service garanti pour l'année contractuelle 1990-1991 qui sont associés à la demande de TransCanada visant des installations . . . . .	(xvi)
2	Coût estimatif des installations demandées . . . . .	(xviii)
12-1	Livraisons annuelles, réelles et prévues, en SG par TransCanada <sup>1</sup> . . . . .	15
12-2	Comparaison de trois prévisions, établies par TransCanada, de la demande pour utilisation finale . . . . .	16
12-3	Prévision, des besoins canadiens établie par TransCanada, selon l'utilisation finale et la demande assujettie à des contrats (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) . . . . .	17
12-4	Besoins canadiens supplémentaires en SG pour 1990-1991 . . . . .	18
12-5	Exportations devant commencer aux termes de licences en 1990-1991 . . . . .	23
17-1	Installations proposées par TransCanada pour 1990, nouveaux besoins en terrains . . . . .	60
17-2	Contraintes et critères importants employés par TransCanada pour choisir le tracé du prolongement Napierville . . . . .	65

## Liste des figures

11-1	Projections de l'offre et de la demande (scénario bas) . . . . .	13
11-2	Projections de l'offre et de la demande (scénario élevé) . . . . .	13
14-1	Emplacement des installations visées par la demande . . . . .	43
17-1	Trois tracés différents proposés à l'égard du prolongement Napierville . . . . .	63

## Liste des annexes

III	Ordonnance XG-1-89 . . . . .	87
IV	Ordonnance XG-2-89 . . . . .	89
V	Décisions de l'Office, Publiées le 1 <sup>er</sup> mai 1989 . . . . .	92
VI	Décision de l'Office du 19 juin 1989 . . . . .	95
VII	Ordonnance XG-8-89 . . . . .	96
VIII	Décision de l'ONE concernant les installations de 1990-1991 de TransCanada . . . . .	98
IX	Article 31 à 40 de la Loi . . . . .	104
X	Ordonnance TG-5-89 . . . . .	108
XI	Liste révisée des questions relatives à la Partie III . . . . .	109



## Abréviations

ADA	ADA Cogeneration
Alberta and Southern	Alberta and Southern Gas Co. Ltd.
Alcoa	Aluminum Company of America
Algonquin	Algonquin Gas Transmission Company
Altresco	Altresco Pittsfield Incorporated
Amoco	Compagnie des pétroles Amoco Canada
Amoco/Con Ed	Compagnie des pétroles Amoco Canada et Consolidated Edison Company of New York, Inc.
Ancaster	Ville d'Ancaster
ANE	Alberta Northeast Gas, Limited
Année contractuelle	période de 12 mois commençant le 1 <sup>er</sup> novembre.
ANR	ANR Pipeline Company
APC	Association pétrolière du Canada
Arrowhead	Arrowhead Cogeneration Company Limited Partnership
ASPIC	Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
Boise Cascade	Boise Cascade Canada Ltd.
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
BVI	Bow Valley Industries Ltd.
CanStates	CanStates Gas Marketing
CCPA	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
Cdn	Canadien

CÉO	Commission de l'énergie de l'Ontario
CETI	Cogen Energy Technologie Inc.
Champlain	Champlain Pipeline Company
Charlottenburg	Corporation du township de Charlottenburg
Chesapeake	Chesapeake Resources Ltd.
CIL	C-I-L Inc.
CNG	CNG Transmission Corporation
Con Ed	Consolidated Edison Company of New York, Inc.
Consolidated	Consolidated Fuels Company
Consumers Gas	Consumers' Gas Company Ltd., The
CPCo	Consumers Power
d.e.	diamètre extérieur
Direct Energy	Direct Energy Marketing Limited
Domtar	Domtar Inc.
Dupont	E.I. Dupont
ÉIE	évaluation de l'incidence de l'exportation
EJ	exajoule
EME	Energy Marketing Exchange, Inc.
Empire State	Empire State Pipeline Company
Falcon Seaboard	Falcon Seaboard Gas Company
FAPE	frais annuels de propriété et d'exploitation
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
Fort Orange Paper	Fort Orange Paper Company
Foster	Foster Associates, Inc.

FSC	FSC Resources Limited
General Chemical	General Chemical Canada Ltd.
GH-2-87	Ordonnance d'audience relative à la demande présentée par TransCanada concernant les installations pour 1988 et pour 1989
GH-4-88	Ordonnance d'audience relative à la demande présentée par TransCanada concernant les installations pour 1989-1990.
GH-8-88	Ordonnance d'audience relative aux demandes présentées par Canterra Energy Ltd., Norcen Energy Resources Limited, Poco Petroleum Ltd., Shell, Vector and WGML/TransCanada concernant les exportations
GH-1-89	Ordonnance d'audience relative à la demande présentée par TransCanada concernant les installations pour 1990.
GJ	gigajoule
GMi	Gaz Métropolitain, inc.
Great Lakes	Great Lakes Gas Transmission Company
Gulf	Gulf Canada Ressources Limitée
HDGI	Hydro Development Group Inc.
Hydro Engineering	Hydro Engineering, Inc.
ICG Ontario	ICG utilities (Ontario) Ltd.
ICG Resources	ICG Resources Ltd.
ICG Transmission	ICG Transmission Holdings Ltd.
Indeck	Indeck Gas Supply Corporation
Indeck Oswego	Indeck Energy Services of Oswego, Inc.
Indeck-Yerkes	Indeck-Yerkes Energy Services, Inc.
Inverness	Inverness Petroleum Ltd.
Kamine Milford	Kamine Milford Limited Partnership

KannGaz	KannGaz Producers Ltd.
km	kilomètres
kPa	kilopascals
Kraft	Kraft Inc.
Kwh	kilowatt-heure(s)
la Loi	Loi sur l'Office national de l'énergie
LQE	liste des questions environnementales
m	mètre(s)
m <sup>3</sup>	mètre cube(s)
m <sup>3</sup> /j	mètre(s) cube par jour
MCV	Midland Cogeneration Venture Limited Partnership, The
Megan-Racine	Megan-Racine Associates Inc.
MichCon	Michigan Consolidated Gas Company
Midwestern	Midwestern Gas Transmission Company
mm	millimètre(s)
MW	mégawatt(s)
National Distribution	National Fuel Gas Distribution Corporation
National Fuel	National Fuel Gas Supply Corporation
Niagara Gas	Niagara Gas Transmission Limited
Niagara Mohawk	Niagara Mohawk Power Corporation
NIPPS	Niagara Import Point Projects Settlement
North-Canadian Marketing	North-Canadian Marketing Inc.
Northeast Energy	Northeast Energy Associates, A Limited Partnership
Northern Natural	Northern Natural Gas Company

North Jersey Energy	North Jersey Energy Associates, a Limited Partnership
Northridge	Northridge Petroleum Marketing, Inc.
Northstar	Northstar Energy Corporation
Nouveau-Brunswick	ministre des Ressources naturelles et de l'Énergie du Nouveau-Brunswick
NOVA	NOVA Corporation of Alberta
NSP Wisconsin	Northern States Power Company, a Wisconsin Corporation
OCRÉA	Office de conservation des ressources énergétiques (Alberta)
Office	Office national de l'énergie
ONE	Office national de l'énergie
Ontario	ministre de l'Énergie de l'Ontario
OSP II	Ocean State Power II
Ontario Hydro	Ontario Hydro Corporation
Pan-Alberta	Pan-Alberta Gas Ltd.
PanCanadian	PanCanadian Petroleum Limited
Penneast	Penneast Gas Services
PJ	petajoule
PNB	produit national brut
Power City	Power City Partners, L.P.
PPLR	plan, profil et livre de renvoi
PPG	PPG Canada Inc.
ProGas	ProGas Limited
QAC	quantité annuelle contractuelle
QJCM	quantité quotidienne contractuelle maximale

QJM	quantité quotidienne maximale
Rapport sur l'offre et la demande	<i>L'énergie au Canada: offre et demande 1987-2005</i>
1986 Rapport sur l'offre et la demande	<i>L'énergie au Canada: offre et demande 1985-2005</i>
Règlement de comptabilité	<i>Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs</i>
Règlement (Partie VI)	<i>Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)</i>
RH-1-88	Ordonnance d'audience relative aux droits exigibles en 1988-1989 par TransCanada PipeLines Limited
Salmon	Salmon Resources Ltd.
Saskatchewan	ministère de l'Environnement et de la Sécurité publique de la Saskatchewan
SDL	Société de distribution locale
SG	service garanti
SGIL	service garanti interruptible limité
SGO	service garanti offert
Shell	Shell Canada Limitée
Southeastern	Southeastern Michigan Gas Company
Sproule	Sproule Associates Limited
St. Lawrence Gas	St. Lawrence Gas Company, Inc.
STG	Service de transport garanti
STS	service de transport en vue du stockage
TCPL	TransCanada Pipelines Limited
Tennessee	Tennessee Gas Pipeline Company
Tetco	Texas Eastern Transmission Corporation
TQM	Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.

TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
Transco	Transcontinental Gas Pipe Line Corporation
Trans Gas	Trans Gas Limited
Trunkline	Trunkline Gas Company
Union	Union Gas Limited
Unitil	Unitil Power Corporation
Universal	Universal Exploration Ltd.
VCP	vanne de canalisation principale
Vector	Vector Energy Inc.
Vermont	Vermont Gas Systems, Inc.
WGML	Western Gas Marketing Limited
WGML/TransCanada	Western Gas Marketing Limited, à titre d'agent de TransCanada Pipelines Limited
Winnipeg	Ville de Winnipeg
$10^3 \text{ m}^3$	millier de mètres cubes
$10^6 \text{ m}^3$	million de mètres cubes
$10^9 \text{ m}^3$	milliard de mètres cubes
$10^3 \text{ pi}^3/\text{j}$	millier de pieds cubes par jour
$10^6 \text{ pi}^3$	million de pieds cubes
$10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$	milliard de pieds cubes

## Aperçu

(NOTA: Le présent aperçu, donné pour la commodité du lecteur, ne fait pas partie de la Décision ou des Motifs, pour lesquels le lecteur est prié de se reporter au texte et aux tableaux.)

### Audience

L'Office a tenu une audience publique pendant huit jours, du 12 au 21 avril 1989, à Calgary. Cette audience a été ensuite reprise à Ottawa pendant 27 jours, durant les mois d'avril, mai, juin et juillet 1989.

### Demande concernant les installations

Dans une demande datée du 29 décembre 1988, dans sa version modifiée le 3 mars et le 10 mai 1989, TransCanada Pipelines Limited ("TransCanada") a demandé, conformément à la partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* ("la Loi"), un certificat concernant de nouvelles installations nécessaires à l'augmentation de ses livraisons sur ses marchés de l'Est du Canada et ses marchés d'exportation aux États-Unis.

L'agrandissement projeté permettrait à TransCanada de:

- répondre aux besoins prévus, en matière de ventes et de transport, pour l'année contractuelle 1990-1991 (voir le tableau 1), y compris ceux qui sont associés aux nouveaux contrats de service garanti, à des changements des facteurs de charge pour certains clients existants et aux besoins en service garanti qui ont commencé à se faire sentir vers la fin de l'année contractuelle 1989-1990;
- rétablir la capacité qui serait perdue à cause de la réforme de compresseurs,
- faire augmenter les pressions minimales à la livraison, les portant à 4 000 kPa à St. Maurice et à Philipsburg, au Québec, à 5 860 kPa à Napierville, au Québec et à 5 427 kPa à Emerson, au Manitoba; et
- se protéger contre la perte de compresseurs.

Les installations proposées comprennent 494,9 km de gazoduc, cinq nouveaux compresseurs, dont trois dans des stations de compression actuelles et deux dans de nouvelles stations de compression, la réinstallation d'un compresseur existant et cinq nouvelles stations de comptage. De plus, la demande porte sur des unités de réserve et du matériel auxiliaire. Le coût total des installations proposées était estimé à environ 709 millions de dollars. TransCanada a jugé que ces installations occasionneraient une hausse de 5 cents par gigajoule des droits applicables à la zone de l'Est, par rapport à ce que seraient ces droits si l'agrandissement n'avait pas lieu.

Le tableau 2 présente le détail des installations proposées et leur coût estimatif.



## **Les demandes concernant l'exportation**

Par suite d'un examen préliminaire de la demande initiale relative à des installations présentée par TransCanada en date du 29 décembre 1988, l'Office a décidé qu'il serait expéditif d'examiner pendant la même audience les demandes d'exportation présentées conformément à la partie VI de la Loi et le besoin des installations proposées conformément à la Partie III de la Loi. C'est pourquoi l'Office a demandé, le 5 janvier 1989, que quiconque désirait présenter une demande d'exportation tributaire de l'obtention, par TransCanada, d'un certificat d'établissement d'installations supplémentaires pour l'année contractuelle 1990-1991 lui fasse parvenir sa demande au plus tard le 15 février 1989.

**Tableau 1**  
**Besoins supplémentaires en service garanti pour l'année contractuelle 1990-1991 qui sont**  
**associés à la demande de TransCanada visant des installations**

Expéditeur	Volumes quotidiens maximaux en hiver	
	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)	(10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> /j)
1. Services démarrant tard pendant l'année contractuelle 1989-1990		
Midland Cogeneration Ventures	2 167	76,5
Northland Power	436	15,4
Ocean State Power	<u>1 416</u>	<u>50,0</u>
	4 019	141,0
2. Changements aux services existants (marché intérieur et exportation)		
ICG Utilities (Manitoba) Ltd.	(1 900)	(67,0)
ICG Ontario - optimisation	603	21,3
KannGaz	1 282	45,3
Public Utilities Commission de la ville de Kingston - STS	10	0,4
Tennessee	134	4,7
Union - augmentation de QAC <sup>1</sup>	<u>194</u>	<u>6,8</u>
	129	4,6
3. Nouveaux services au marché intérieur		
Consumers Gas	567	20,0
GMi	540	19,1
ICG Ontario - centrale de cogénération de Fort Frances <sup>2</sup>	440	15,5
ICG Ontario - Domtar	60	2,1
ICG Ontario - centrale de cogénération de Sault-Sainte-Marie	<u>400</u>	<u>14,1</u>
	2 007	70,8
4. Nouvelles exportations (déjà assujetties à des licences)		
ANE (Niagara)	283	10,0
Canadian Hunter	567	20,0
ProGas (OSP II)	708	25,0
WGML (OSP II)	<u>708</u>	<u>25,0</u>
	2 266	80,0

5. Nouvelles exportations (demande de licence étudiée pendant l'audience GH-1-89)		
Amoco/Con Ed	878	31,0
Indeck-Yerkes	340	12,0
Indeck Oswego	340	12,0
ProGas (Tetco et deux centrales de cogénération)	2 861	101,0
Shell (Salmon/CETI)	397	14,0
WGML/TransCanada (Niagara Mohawk)	1 445	51,0
WGML (Megan-Racine)	<u>331</u>	<u>11,7</u>
	6 592	232,7
6. Nouvelles exportations (licences qui n'ont pas encore été délivrées et pas été étudiées pendant l'audience GH-1-89)		
TransCanada (Hydro Engineering/ADA)	198	7,0
EME Kamine Milford	170	6,0
FSC (Falcon Seaboard)	1 530	54,0
Power city Partners	<u>567</u>	<u>20,0</u>
	2 465	87,0
<b>TOTAUX</b>	<b><u>17 478</u></b>	<b><u>617,0</u></b>

#### REMARQUES

- 1 Les volumes de la QAC ne sont pas pris en compte par TransCanada aux fins de la conception, non plus que dans les totaux du présent tableau.
- 2 Exportation en vue de la réimportation.

**Tableau 2**  
**Coût estimatif des in tallations demandées**

	Coût en capital (millions de \$ de 1989)		
	Demandé	Approuvé pendant l'audience	Différence
<b>Tronçon Western</b>			
3 compresseurs de 26,1 MW	78,2		78,2
78,6 km de doublement de 1219 mm - 6070 kPa (16,3 km selon l'ordonnance XG-1-89) (5,1 km selon l'ordonnance XG-2-89)	341,2	(21,1)	
	<u>419,4</u>	<u>(8,1)</u>	<u>312,0</u>
		(29,2)	390,2
<b>Prolongement Emerson</b>			
48,3 km de doublement de 1219 mm - 7030 kPa (4,8 km selon l'ordonnance XG-1-89) (1,6 km selon l'ordonnance no XG-8-89)	64,7	(10,4)	
1 station de comptage	8,0	(3,0)	51,3
	<u>72,7</u>	<u>(13,4)</u>	<u>59,3</u>
<b>Tronçon Central</b>			
8,5 km de doublement de 1067 mm - 6890 kPa	11,3		11,3

<b>Canalisation Montréal</b>			
13,9 km de doublement de 914 mm - 6450 kPa	14,8		14,8
<b>Prolongement Gananoque</b>			
25,5 km de doublement de 508 mm - 6450 kPa	24,3		24,3
1 station de comptage	<u>1,4</u>		<u>1,4</u>
	25,7		25,7
<b>Prolongement Napierville</b>			
35,5 km de doublement de 406 mm - 7070 kPa	14,6		14,6
1 station de comptage	<u>1,2</u>		<u>1,2</u>
	15,8		15,8
<b>Prolongement St.-Mathieu</b>			
16,2 km de doublement de 508 mm - 7070 kPa	9,7		9,7
<b>Raccourci North Bay</b>			
2 compresseurs de 15,6 MW	43,9		43,9
<b>Prolongement Dawn</b>			
14,5 km de doublement de 914 mm - 6720 kPa	12,3		12,3
1 station de comptage	<u>1,3</u>		<u>1,3</u>
	13,6		13,6
<b>Canalisation Niagara</b>			
21,4 km de doublement de 914 mm - 6890 kPa	34,9		34,9
1 station de comptage	<u>3,5</u>		<u>3,5</u>
	38,4		38,4
<b>Canalisation Kirkwall</b>			
32,5 km de doublement de 762 mm - 6895 kPa	29,3		29,3
Réinstallation d'un compresseur de 5,7 MW	<u>5,8</u>		<u>5,8</u>
	35,1		35,1
Unité de réserve et matériel auxiliaire	8,6		8,6
<b>Total</b>	<b><u>709,0</u></b>	<b><u>(42,6)</u></b>	<b><u>666,4</u></b>

En réponse à la directive de l'Office, 14 demandes d'exportation ont été déposées. On a jugé que huit d'entre elles satisfaisaient aux exigences de présentation prévues par le *Règlement sur l'Office national de l'énergie* (Partie VI) et à l'Examen des méthodes de calcul des excédents de gaz naturel de juillet 1987. Ces huit demandes ont été inscrites à l'ordre du jour de l'audience commençant le 12 avril 1989:

- **La Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée et Consolidated Edison Company of New York** ("Amoco/Con Ed") ont déposé une demande conjointe en date du 31 janvier 1989 afin d'obtenir une licence autorisant l'exportation de gaz naturel à partir d'un point situé près de Niagara Falls, en Ontario, en vue d'une utilisation dans la région de la ville de New York.
- **ICG Utilities (Ontario) Ltd** ("ICG (Ontario)") a déposé une demande en date du 10 février 1989 afin d'obtenir une licence pour exporter, à partir d'un point situé près de Sprague, au Manitoba, du gaz naturel destiné à être réimporté par la suite à Rainy River, en Ontario, et à être consommé dans la centrale de cogénération que cette société doit construire à Fort Frances, en Ontario.
- **Indeck Gas Supply Corporation** ("Indeck"), dans sa demande du 14 février 1989, dans sa version modifiée, a demandé une licence d'exportation de gaz naturel à partir d'un point situé

près de Niagara Falls, en Ontario, en vue d'une utilisation aux deux centrales de cogénération qu'elle doit construire dans l'État de New York.

- **ProGas Limited ("ProGas")** a sollicité, dans sa demande du 15 novembre 1988, que des modifications soient apportées à ses licences d'exportation GL-80 et GL-81 ou qu'on lui délivre une nouvelle licence d'exportation de gaz naturel à partir d'un point situé près de Niagara Falls, en Ontario, en vue de la vente de gaz à deux centrales de cogénération appartenant à Northeast Energy Associates, A Limited Partnership et à North Jersey Energy Associates, A Limited Partnership. De plus, ProGas a demandé l'approbation d'une vente à Texas Eastern Transmission Corporation pour l'approvisionnement du réseau de cette société.
- **Shell Canada Limitée ("Shell")** a déposé, en date du 21 novembre 1988, une demande révisée en vue de la modification de la licence d'exportation GL-100. Le gaz naturel prévu par cette licence serait exporté à partir d'un point situé près de Niagara Falls, en Ontario, et servirait à une centrale de cogénération que Cogen Energy Technologie Inc. construira dans l'État de New York.
- **Western Gas Marketing Limited ("WGML")** a demandé, dans sa demande du 15 février 1989, une licence lui permettant d'exporter, à partir de Cornwall, en Ontario, du gaz naturel destiné à être livré à Megan-Racine Associates Inc. en vue de son utilisation dans une centrale de cogénération qui sera construite à Canton (New York).
- **Western Gas Marketing** à titre d'agent de **TransCanada ("WGML/TransCanada")**, a déposé, une demande en date du 14 février 1989 visant l'obtention d'une licence d'exportation de gaz naturel à partir de Gananoque, en Ontario. Ce gaz serait livré à Niagara Mohawk Power Corporation, qui l'utiliserait pour desservir son marché du centre de l'État de New York.
- **Direct Energy Marketing Limited ("Direct Energy")** a déposé une demande datée du 12 octobre 1988, dans sa version modifiée, afin d'obtenir une licence lui permettant d'exporter, à partir d'un point situé près de Philipsburg, au Québec, du gaz naturel destiné à être vendu à la Consolidated Fuel Company pour fin de consommation à la centrale de cogénération d'Arrowhead, qui sera construite à East Georgia, au Vermont. (La proposition d'exportation de Direct Energy ne dépend pas des installations visées par la demande de TransCanada qui a fait l'objet de l'audience GH-1-89. Les installations nécessaires à l'exportation projetée par Direct Energy ont plutôt été étudiées pendant l'audience GH-4-88, puisque les livraisons sont censées commencer pendant l'année contractuelle 1989-1990.)

Les ventes proposées aux termes de ces demandes d'exportation sont, au total, de  $6\,592\,10^3\text{ m}^3/\text{j}$  ( $233\,10^6\text{ pi}^3/\text{j}$ ), ce qui représente 37 % du total des besoins à l'égard desquels TransCanada a proposé d'agrandir ses installations.

### Points saillants de la décision de l'Office

Les 21 août et 20 novembre 1989, respectivement, l'Office a rendu publiques ses décisions relativement à la demande de TransCanada visant des installations et aux huit demandes visant des exportations de gaz naturel. Ces décisions ont été publiées avant les Motifs afférents de façon à ce que TransCanada et les autres sociétés pipelinères puissent répondre à temps aux besoins de leurs clients.

## **Approvisionnement**

L'Office a été convaincu quant à l'existence de réserves et de capacité de production suffisantes pour soutenir les installations qui ont fait l'objet de la demande. L'Office intégrera à tout certificat autorisant la construction de ces installations une clause exigeant que TransCanada fasse la preuve à la satisfaction de l'Office, avant le début des travaux de construction, que des contrats d'approvisionnement en gaz liés à des projets particuliers ont été signés.

## **Besoins**

L'Office a trouvé que les prévisions de TransCanada à l'égard des besoins sur les marchés intérieur et d'exportation étaient acceptables aux fins d'évaluer le niveau de capacité que devront fournir les installations demandées. L'Office a reconnu qu'il se peut que les expéditeurs désignés dans les prévisions des livraisons à l'exportation de TransCanada ne soient pas prêts à la date prévue. L'Office autorisera TransCanada à substituer à ces projets retardés d'autres projets prêts à réaliser.

## **Installations**

L'Office a été convaincu que les installations demandées représentent, en majeure partie, un agrandissement approprié du réseau de TransCanada aux fins de répondre aux besoins prévus des marchés intérieur et d'exportation en 1990-1991, ainsi que pour permettre la réforme de certains compresseurs.

Pour ce qui est des installations qui serviraient à TransCanada à se prémunir contre les pertes de compresseurs, l'Office n'a pas été convaincu que le nombre des jours de pointe coïncidents sera aussi grand en 1990-1991 que le prévoit TransCanada, et il a fait remarquer que les pannes de compresseur sur le tronçon Western de TransCanada n'ont jamais donné lieu à des réductions du service garanti. Par conséquent, l'Office a rejeté la partie de la demande portant sur les installations visant à assurer une protection contre les pertes de compresseurs destinées au tronçon Western de TransCanada.

L'Office n'était pas disposé à approuver le déplacement d'un compresseur de 5,7 Mw au raccordement Kirkwall puisque ce déplacement ne sera nécessaire que lorsque le projet d'Empire State, qui n'était pas à l'étude dans le cadre de l'audience GH-1-89, sera mis en oeuvre.

Dans sa décision du 20 novembre 1989 relativement aux demandes connexes visant des exportations, l'Office a rejeté la demande de Western Gas Marketing Limited, à titre d'agent de TransCanada ("WGML/TransCanada"), visant des exportations de gaz naturel à Niagara Mohawk Power Corporation, à un point situé près de Gananoque, en Ontario. Par conséquent, l'Office ne délivrera pas de certificat à l'égard du prolongement Gananoque et des installations de comptage que TransCanada proposait de construire en vue de ces exportations. Il ne sera donc pas nécessaire de reprendre l'audience GH-1-89 pour étudier une preuve supplémentaire à l'égard du prolongement Gananoque.

L'Office assortira les certificats autorisant les installations demandées des conditions d'usage et demandera à TransCanada de démontrer que des contrats de transport ont été signés. En outre, les installations relatives à de nouveaux volumes d'exportation garantis seront autorisées sous réserve de l'obtention de toutes les approbations réglementaires pertinentes du Canada et des États-Unis. Avant de construire toute installation approuvée, TransCanada devra démontrer, de façon satisfaisante pour

l'Office, l'état de ses besoins pour 1990-1991 et fournir des modèles de simulation des débits montrant que les installations approuvées sont nécessaires au transport du gaz lié à ces besoins.

### **Faisabilité économique de l'agrandissement**

L'Office a conclu que l'analyse avantages-coûts sociaux est le meilleur outil pour l'évaluation des avantages économiques que tirera probablement le Canada par suite de l'agrandissement des installations, et que la meilleure mesure des retombées d'un projet d'agrandissement sur les expéditeurs est l'effet prévu de ce projet sur les droits.

À partir de la preuve présentée à l'égard des installations susmentionnées et compte tenu de l'existence d'approvisionnements en gaz et de marchés à long terme, l'Office a jugé que l'agrandissement que TransCanada propose d'apporter à son réseau est économiquement faisable.

### **Utilisation des terres et questions environnementales**

L'Office a jugé que si les mesures de protection de l'environnement proposées par TransCanada sont mises en oeuvre, la réalisation des installations proposées ne devrait avoir que des incidences environnementales minimales à caractère local et temporaire. Dans tout certificat qu'il délivrera à l'égard des installations, l'Office exigera que TransCanada mette en application toutes les politiques, méthodes, recommandations et procédures visant la protection de l'environnement contenues dans sa demande.

Pour ce qui est des installations approuvées, l'Office était satisfait des critères de choix du tracé utilisés par TransCanada et du tracé proposé des installations.

L'Office a fait droit à la demande de TransCanada d'exempter des exigences de la procédure relative au tracé détaillé les nouvelles installations qui seront construites le long de l'infrastructure pipelinière déjà en place. Afin cependant de protéger les intérêts des propriétaires des terrains à acquérir, l'Office a assorti l'exemption d'une condition selon laquelle toutes les options et tous les accords de servitude nécessaires doivent être signés par ces propriétaires avant le début de la construction.

### **Réforme de compresseurs**

L'Office a jugé que les réformes de compresseurs proposées par TransCanada sont ordinaires aux termes du *Règlement sur la normalisation de la comptabilité des gazoducs*, et a ordonné à TransCanada de les traiter comme tels.

### **Points saillants des décisions rendues à l'égard des demandes visant des exportations** (telles qu'elles ont été discutées au long dans le volume I)

L'Office a accordé des licences d'exportation de gaz à Amoco/Con Ed et à WGML en vue de la vente à Megan-Racine Associates Inc., autorisant ainsi l'exportation de quelque  $7,2 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $254 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ) pendant une période de 15 ans. L'Office a également délivré une nouvelle licence à ProGas en vue de ses ventes à Texas Eastern Transmission Corporation, pour l'approvisionnement du réseau de cette société, et à Northern Energy Associates, A Limited Partnership et North Jersey Energy Associates, A Limited Partnership, qui utiliseront le gaz dans deux centrales de cogénération. La vente effectuée par ProGas ne comporte cependant pas d'augmentation des exportations dans la mesure où les volumes

autorisés aux termes de la nouvelle licence sont les mêmes que ceux autorisés précédemment aux termes de la licence actuelle GL-81, délivrée à l'égard d'une vente à Texas Eastern.

L'Office a aussi approuvé la délivrance d'une nouvelle licence à ICG Ontario en vue de l'importation et de la ré-exportation de  $3,1 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $111 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ) de gaz qui sera utilisé à la centrale de cogénération qu'ICG Ontario construira dans le nord-ouest de l'Ontario.

L'Office a rejeté quatre demandes visant des exportations, notamment celles présentées par Direct Energy Inc., visant la vente de gaz à Consolidated Fuel Company en vue de son utilisation dans une centrale de cogénération appartenant à Arrowhead Cogeneration Company Limited; par WGML/TransCanada, visant une vente de gaz à Niagara Mohawk Power Corporation pour l'approvisionnement du réseau de cette société; par Indeck, visant une vente de gaz à Indeck Energy Services of Oswego, Inc. et Indeck-Yerkes Energy Services, Inc. pour utilisation dans deux centrales de cogénération; et par Shell, visant une vente de gaz à Salmon Resources Ltd. pour utilisation dans une centrale de cogénération appartenant à Cogen Energy Technologie Inc. Les volumes visés dans ces quatre demandes totalisaient  $14,7 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $519 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ).



## **Exposé et comparutions**

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, S.R.C. 1985, c. N-7 ("a Loi") et à ses règlements d'application; et

RELATIVEMENT À une demande, en date du 29 décembre 1988, dans sa version modifiée, présentée par TransCanada PipeLines Limited, conformément aux Parties III et IV de la Loi, pour l'obtention d'un certificat relatif à certaines installations proposées, d'une ordonnance exemptant certaines de ces installations de l'application des dispositions de certains articles de la Loi et d'une ordonnance concernant le traitement comptable de la réforme de certaines installations de compression; laquelle demande a été déposée auprès de l'Office sous le numéro de référence 1555-T1-160; et

RELATIVEMENT À une demande datée du 31 janvier 1989 présentée par la Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée et Consolidated Edison Company of New York, Inc., à une demande du 12 octobre 1988 présentée par Direct Energy Marketing Limited, à une demande du 14 février 1989, dans sa version modifiée, présentée par Indeck Gas Supply Corporation, et à une demande du 15 février 1989 présentée par Western Gas Marketing Limited, à titre d'agent de TransCanada PipeLines Limited, en vue de l'obtention d'une licence d'exportation de gaz naturel, conformément à la Partie VI de la Loi; lesquelles demandes ont été déposées auprès de l'Office sous le numéro de référence 1555-T1-160; et

RELATIVEMENT À une demande datée du 10 février 1989 présentée par ICG Utilities (Ontario) Ltd, conformément à la Partie VI de la Loi, en vue de l'obtention d'une licence d'exportation et de réimportation de gaz naturel; laquelle demande a été déposée auprès de l'Office sous le numéro de référence 1555-T1-160; et

RELATIVEMENT À une demande datée du 15 novembre 1988 présentée par ProGas Limited, conformément à la partie I de la Loi, en vue de la modification des licences d'exportation GL-80 et GL-81; laquelle demande a été déposée auprès de l'Office sous le numéro de référence 1555-T1-160; et

RELATIVEMENT À une demande datée du 21 novembre 1988 présentée par Shell Canada Limitée, conformément à la Partie I de la Loi, en vue de la modification de la licence d'exportation de gaz GL-100; laquelle demande a été déposée auprès de l'Office sous le numéro de référence 1555-T1-160; et

RELATIVEMENT À l'ordonnance d'audience GH-1-89, dans sa version modifiée,

ENTENDUE À Calgary les 12, 13, 14, 17, 18, 19, 20 et 21 avril et à Ottawa les 25, 26, 27 et 28 avril, les 1<sup>er</sup>, 2, 3, 4, 23, 24, 25, 30 et 31 mai, les 1<sup>er</sup>, 2, 14, 15, 16, 19, 20, 21, 22 et 23 juin et les 10, 11, 12 et 13 juillet 1989.

DEVANT:

A.B. Gilmour	Président
R.B. Horner, c.r.	Membre
K.W. Vollman	Membre

## COMPARUTIONS:

TransCanada PipeLines Limited	J.M. Murray J.C. Schatz N.D.D. Patterson
Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée et Consolidated Edison Company of New York Inc.	F.R. Foran, c.r. L. Pillman D. Stover
Direct Energy Marketing Limited	J.T. Brett
ICG Utilities (Ontario) Ltd.	J.H. Smellie D. Wilson
Indeck Gas Supply Corporation	K.F. Miller
ProGas Limited	K.J. MacDonald J. Couch
Shell Canada Limitée	E.S. Decter
Western Gas Marketing Limited	M.J. Samuel M. Stauff
Association pétrolière du Canada	D.A. Holgate
Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada	A.S. Hollingworth J.A. Snider
Association des consommateurs industriels de gaz	B.A. Carroll P.C.P. Thompson, c.r.
ANR Pipeline Company	T.G. Kane R.J. Harrison
Alberta and Southern Gas Co. Ltd.	C. Page K.F. Miller
Alberta Northeast Gas, Limited	L.E. Smith L.G. Keough
B.C. Gas Inc., Inland Natural Gas et Columbia Natural Gas Limited	D. Masuhara
Bonus Gas Processors Corp.	H.R. Ward
Boundary Gas Inc.	L.E. Smith

Bow Valley Industries Ltd. Canadian Hunter Explorations Ltd.	K.F. Miller J.E. Lowe
CanStates Gas Marketing	S. Carscallen
C-I-L Inc.	M.M. Peterson
Champlain Pipeline Company	A.M. Bigué S. Struthers
Cogen Energy Technology Inc.	R. Daileader
The Consumers' Gas Company Ltd.	J.H. Farrell G. Dann H.T. Soudek
Consumers Power Company	F.X. Beckmeier W.M. Lange
Cyanamid Canada Inc. et Cyanamid Canada Pipeline Inc.	J. Ryan
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.	J. Hopwood, c.r.
FSC Resources Ltd.	S.H. Lockwood
Gaz Métropolitain, inc.	L.-C. Lalonde
General Chemical Canada Ltd.	M.M. Peterson
Iroquois Gas Transmission	F. Lowther B. Webb
KannGaz Producers Ltd.	J.T. Horte
The Midland Cogeneration Venture	W. Van dam Limited Partnership
Midwestern Gas Transmission Company	N.J. Schultz
Michigan Consolidated Gas Company	A.R. O'Brien
Northeast Energy Associates, a Limited Partnership et North Jersey Energy Associates, a Limited Partnership	S. Klurfeld
Northridge Petroleum Marketing, Inc.	A.S. Hollingworth
NOVA Corporation of Alberta	J. Hopwood, c.r.

Ocean State Power et Ocean State Power II	L.E. Smith K. Simon L.G. Keough
Pan-Alberta Gas Ltd.	M. Grant
PanCanadian Petroleum Limited	J.B. Ballem, c.r.
Petro-Canada Inc.	S.R. Miller
Polysar Limited	T.M. Hughes
Power City Partners, L.P.	I.B. MacOdrum, c.r.
PPG Canada Inc.	W. Fruehauf
St. Cair Pipelines Limited	D.G. Hart, c.r.
Tennessee Gas Pipeline Company	N.J. Schultz
Texas Eastern Transmission Corporation	J. Weiler
Transcontinental Gas Pipe Line Corporation	J.W. Ebert W.G. Burke-Robertson R.D. Loftin
Union Gas Limited	P. Gilchrist C. Cameron
Vermont Gas Systems, Inc.	A.M. Bigué S. Struthers
Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta	P.A. McCunn-Miller
Ministère de l'Énergie de l'Ontario	V. Black
Procureur général du Québec	J. Robitaille
Office national de l'énergie	J.A. Vockeroth D. Bursey

# Chapitre 10

## Demande concernant les installations

---

La demande de TransCanada, dans sa version modifiée, décrit l'agrandissement des installations de TransCanada projeté pour l'année contractuelle 1990-1991. Ces installations comprennent 494,9 kilomètres ("km") de canalisation, une augmentation de 109,5 mégawatts ("MW") de la puissance des compresseurs répartie dans trois stations de compression existantes et deux nouvelles stations de compression, le déplacement d'un compresseur, des installations de comptage supplémentaires et du matériel de réserve, le tout à un coût en capital estimatif total de 708 millions de dollars. Comme il est indiqué dans la section 10.1 des présents Motifs, une partie des installations en question a été approuvée pendant l'audience tenue conformément à l'article 58 de la Loi; il restait, à la fin de cette audience, pour 666,4 millions de dollars d'installations à examiner.

Comme il est indiqué de façon plus détaillée au chapitre 12, une partie des installations visées par la demande a été déclarée nécessaire à la réalisation des projets faisant l'objet des demandes d'exportation dont il est question aux chapitres 2 à 8. À l'égard de cette partie des installations, l'Office a cherché dans les demandes d'exportation des preuves sur la suffisance des approvisionnements et sur la nature des marchés.

En outre, TransCanada a demandé des ordonnances concernant le traitement comptable de la réforme de certains compresseurs et des ordonnances exemptant certaines installations de différentes dispositions de la Loi.

### 10.1 Ordre des événements

Le demande visant des installations de 1990 qui a été présentée par TransCanada est la troisième demande de certificat que cette société dépose en trois ans.

#### **Demande relative aux installations pour 1988 et pour 1989 (GH-2-87)**

Par sa demande du 9 juin 1987, telle que modifiée, TransCanada sollicitait la délivrance d'un certificat visant de nouvelles installations destinées à répondre à ses besoins prévus pour les années contractuelles 1988-1989 et 1989-1990. L'Office a tenu, conformément à l'ordonnance d'audience GH2-87, une audience publique qui a commencé en novembre 1987 et porté à la fois sur la demande et les questions connexes relatives aux droits. L'Office a décidé d'approuver une partie des installations visées par la demande et a publié ses Motifs de décision en juillet 1988.

#### **Demande relative aux installations pour 1989-1990 (GH-4-88)**

Dans sa demande du 28 juillet 1988, TransCanada sollicitait la délivrance d'un certificat permettant la construction d'installations destinées à répondre à ses besoins prévus pour l'année contractuelle 1989-1990. Ces installations remplaçaient une partie de celles que l'Office avait approuvées à la suite de l'audience GH-2-87 ou s'ajoutaient à celles-ci. Par suite de l'audience publique tenue conformément à l'ordonnance GH-4-88 en octobre 1988, l'Office a approuvé les installations demandées. Les Motifs de décision de l'Office ont été publiés en janvier 1989.

## **Demande relative aux installations pour 1990 (GH-1-89), demande initiale**

Le 29 décembre 1988, TransCanada a déposé une demande relative aux installations pour 1990 en vue d'obtenir un certificat à l'égard d'installations nécessaires afin de répondre aux besoins prévus pour l'année contractuelle 1990-1991. D'importantes modifications ont été apportées à cette demande le 3 mars 1989 et le 10 mai 1989. Les installations visées par la demande modifiée sont résumées au tableau 2 de l'Aperçu et décrites de façon plus détaillée au chapitre 14 des présents Motifs.

Le 31 janvier 1989, l'Office a publié l'ordonnance GH-1-89 indiquant la procédure à suivre aux fins de l'examen de la demande de TransCanada. Cette ordonnance a été modifiée subséquemment par l'ordonnance AO-1-GH-1-89, en date du 10 mars 1989, qui portait sur la procédure à suivre pour entendre les demandes relatives aux exportations qui sont associées aux installations proposées par TransCanada. C'est pourquoi on avait inscrit provisoirement quatorze demandes d'exportation à l'ordre du jour de l'audience.

Par l'ordonnance AO-2-GH-1-89 datée du 28 mars 1989, l'Office a retenu huit des quatorze demandes d'exportation susmentionnées, parce qu'elles étaient suffisamment complètes pour être entendues, et les a inscrites à l'ordre du jour de l'audience GH-1-89. Cette ordonnance modificatrice comprenait de plus la procédure à suivre pour l'examen de la version révisée du 3 mars 1989 de la demande de TransCanada.

### **Révision du 3 mars 1989**

Le 3 mars 1989, TransCanada a révisé sa demande, principalement pour y intégrer une nouvelle conduite reliant, dans le sud de l'Ontario, son prolongement Dawn à sa canalisation Niagara. TransCanada a soutenu qu'en raison de l'augmentation des besoins en transport prévue pour 1990-1991 et les années suivantes, la canalisation Dawn serait une solution de rechange économique à l'acquisition par contrat d'une capacité de transport supplémentaire sur le réseau de Union Gas Limited ("Union"). De plus, la demande modifiée prévoyait  $570 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $20 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) de besoins non attribués. Par l'ordonnance AO-3-GH-1-89, datée du 18 mai 1989, l'Office a établi une procédure permettant des interventions au sujet de la demande révisée.

### **Révision du 10 mai 1989**

Le 10 mai 1989, TransCanada a présenté une nouvelle version remodifiée de sa demande de 1990 visant des installations, de laquelle version la société avait retiré la canalisation Dawn. TransCanada a soutenu qu'elle avait conclu une entente avec Union selon laquelle TransCanada pourrait augmenter le transport qu'elle fait par la canalisation Dawn de Union jusqu'à la canalisation principale Trafalgar et acheter la canalisation Kirkwall de Union.

La canalisation Kirkwall est une conduite d'un diamètre extérieur ("d.e.") de 610 millimètres ("mm") qui relie la canalisation Dawn de Union à la canalisation principale Trafalgar, la station de distribution Hamilton de Union se trouvant près de la station de compression 209, sur la canalisation Niagara de TransCanada. Le 2 mai 1989, TransCanada a reçu de l'Office l'approbation d'acheter la canalisation Kirkwall de Union et l'exemption, conformément à l'article 58 de la Loi, des différentes modifications nécessaires pour permettre l'exploitation de la canalisation Kirkwall en tant que partie intégrante du réseau de TransCanada.

### **Demande présentée le 27 mars, conformément à l'article 58, relativement aux installations pour 1989**

Le 27 mars 1989, TransCanada a déposé une demande, conformément à l'article 58 de la Loi, en vue d'obtenir une ordonnance à l'égard des installations nécessaires afin de répondre à ses besoins prévus pour l'année contractuelle 1989-1990. Ces installations étaient visées par la demande relative aux installations pour 1990, dans laquelle on prévoyait leur mise en service le 1<sup>er</sup> novembre 1990.

TransCanada a soutenu que la construction des installations devrait être devancée d'un an à cause d'une augmentation imprévue des besoins et de la nécessité de réformer un compresseur à la station 17A un an avant la date prévue. Pour expédier le traitement de la demande présentée conformément à l'article 58, l'Office l'a incorporée à l'ordre du jour de l'audience GH-1-89. La preuve et la plaidoirie relatives à cette demande ont été entendues le 25 avril 1989. Le 1<sup>er</sup> mai 1989, l'Office a publié l'ordonnance XG-1-89 qui a pour effet d'autoriser, conformément à l'article 58 de la Loi, la construction des installations visées. On trouvera à l'annexe III copie de cette ordonnance et de la décision connexe de l'Office.

### **Demande présentée le 27 mars 1989, conformément à l'article 58, à l'égard d'installations relatives à MCV et à OSP II**

De plus, TransCanada a demandé, le 27 mars 1989, une exemption, aux termes de l'article 58 de la Loi, à l'égard des installations nécessaires pour répondre aux besoins de 1990-1991 associés aux projets de Midland Cogeneration Venture Limited Partnership ("MCV") et d'Ocean State Power II ("OSP II"). Il s'agit de l'approvisionnement de deux nouvelles centrales américaines. TransCanada a soutenu que même si l'on n'aurait besoin des nouvelles installations pipelinères qu'en 1990, une décision devait être prise à leur sujet dans les plus brefs délais afin que les dispositions nécessaires au financement des centrales puissent être arrêtées à temps. La réalisation du projet de MCV a commencé vers la fin de l'année contractuelle 1989-1990. Ce projet a été examiné pendant l'audience GH-4-88. Les installations visées par la demande sont nécessaires pour répondre de façon suivie aux besoins de MCV.

L'Office a entendu la preuve et la plaidoirie au sujet de la demande en question le 25 avril 1989, pendant l'audience GH-1-89. l'Office a publié sa décision le 1<sup>er</sup> mai 1989, relativement à la demande, approuvant la partie de la demande ayant trait aux installations relatives à MCV (ordonnance XG-2-89, annexe IV) mais refusant, sans préjudice à tout autre recours, la partie de la demande ayant trait aux volumes supplémentaires nécessaires à OSP II. Comme il l'a indiqué de façon plus précise dans ses Motifs de décision (annexe V), l'Office n'était pas convaincu du besoin de traiter des installations relatives à OSP II avant de traiter des autres besoins supplémentaires prévus pour l'année contractuelle 1990-1991.

### **Demande présentée le 1<sup>er</sup> juin 1989, conformément à l'article 58, relativement à Northridge Petroleum Marketing, Inc. ("Northridge")**

Le 1<sup>er</sup> juin 1989, TransCanada a déposé, conformément à l'article 58 de la Loi, une demande visant 1,6 km de doublement du prolongement Emerson afin que puissent être fournis les volumes supplémentaires nécessaires à Northridge pendant l'année contractuelle 1989-1990. La demande a été déposée par suite de la décision prise par l'Office le 18 avril 1989, approuvant la demande présentée

par Northridge aux termes de l'article 71 de la Loi afin d'avoir accès au réseau de TransCanada. L'Office avait ordonné à TransCanada d'assurer un service de transport à Northridge.

Le 14 juin 1989, pendant l'audience GH-1-89, l'Office a entendu la preuve et la plaidoirie relatives à la demande présentée conformément à l'article 58. Le 19 juin 1989, l'Office a décidé qu'il était dans l'intérêt du public de faire droit à la demande, et il a publié l'ordonnance XG-8-89. On trouvera aux annexes VI et VII un exemplaire de la décision de l'Office et de l'ordonnance XG-8-89.

## 10.2 Détail de la demande

### Obtention de certificats

Dans sa demande, modifiée le 3 mars et le 10 mai 1989, TransCanada sollicitait un certificat, conformément à la Partie III de la Loi, concernant des installations supplémentaires destinées à augmenter la capacité de son réseau pour desservir les marchés existants de l'Est du Canada et de livrer, sur le marché intérieur et le marché de l'exportation, les volumes supplémentaires nécessaires, qui sont indiqués au tableau 1 dans l'Aperçu.

TransCanada a demandé l'approbation des installations suivantes:

- **Tronçon Western** - 278,6 km de doublement d'un diamètre de 1219 mm et trois compresseurs de 26,1 MW;
- **Prolongement Emerson** - 48,3 km de doublement d'un diamètre de 1219 mm et une nouvelle station de comptage;
- **Tronçon Central** - 8,5 km de doublement d'un diamètre de 1067 mm sur la dérivation Thunder Bay;
- **Prolongement Dawn** - 14,5 km de doublement d'un diamètre de 914 mm et nouvelle station de comptage;
- **Canalisation Kirkwall** - 32,5 km de canalisation d'un diamètre de 762 mm et nouveau compresseur portatif de 5,7 MW;
- **Canalisation Niagara** - 21,4 km de doublement d'un diamètre de 914 mm et nouvelle station de comptage;
- **Raccourci North Bay** - compresseur de 15,6 Mw aux stations suivantes 1211 et 1217;
- **Canalisation Montréal** - 13,9 km de doublement d'un diamètre de 914 mm en aval de la station 147;
- **Prolongement St-Mathieu** - 16,2 km de doublement d'un diamètre de 508 mm en amont de la station 802;
- **Prolongement Napierville** - 35,5 km de canalisation d'un diamètre de 323,9 mm et nouvelle station de comptage;



- **Prolongement Gananoque** - 25,5 km de branchement d'un diamètre de 406 mm et nouvelle station de comptage.

Une carte et une description plus détaillée des installations susmentionnées se trouvent à la section 14.3 des présents Motifs.

### **Ordonnances d'exemption**

Comme il est indiqué au chapitre 17 des présents Motifs, TransCanada a demandé, conformément à l'article 58 de la Loi, l'exemption de l'application des paragraphes 31 (c) et 31 (d) et de l'article 33 de la Loi aux doublements de canalisation. Les ordonnances d'exemption demandées dispenseraient TransCanada de la présentation d'un plan, profil et livre de renvoi ("PPLR") et de la procédure connexe prévue aux articles 34 à 39 de la Loi.

Pendant l'audience, TransCanada a déposé trois demandes aux termes de l'article 58 de la Loi pour obtenir des ordonnances d'exemption ayant pour effet d'accélérer l'autorisation de certaines des installations pipelinières proposées. Ces demandes sont traitées dans la section 10.1 des présents Motifs.

### **Ordonnances relatives aux droits**

De plus, TransCanada a demandé la délivrance, conformément à la Partie IV de la Loi, d'ordonnances concernant le traitement comptable de la réforme de compresseurs aux stations 5, 17 et 75. Comme il est expliqué au chapitre 18 des présents Motifs, TransCanada a demandé que cette réforme soit jugée "ordinaire" selon le *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs* ("Règlement de comptabilité").

# Chapitre 11

## Questions d'approvisionnement

---

Au cours de son examen de la demande de TransCanada, l'Office a étudié deux aspects de l'approvisionnement:

- l'approvisionnement consacré à des projets particuliers (dont il est question aux sous-sections 11.1.1 et 11.1.2 des présents Motifs), et
- l'approvisionnement global (dont il est question à la section 11.2).

L'approvisionnement consacré à des projets particuliers est celui que visent les nouvelles demandes de service associées à l'agrandissement proposé. À cet égard, l'Office s'est efforcé de déterminer si chaque expéditeur s'était assuré ou s'assurerait un approvisionnement suffisant pour honorer ses obligations.

L'approvisionnement global est le total des approvisionnements en gaz naturel qui seront partagés entre le réseau TransCanada et les autres réseaux pipeliniers canadiens. À cet égard, l'Office s'est efforcé de déterminer si l'approvisionnement en gaz sera suffisant pour assurer la pleine utilisation des gazoducs à long terme et leur viabilité financière.

### 11.1 Approvisionnement consacré à des projets particuliers

Comme l'indique le tableau 1 de l'Aperçu, il y a six catégories de besoins en SG étayant la demande de TransCanada concernant les installations proposées:

1. services démarrant tard pendant l'année contractuelle 1989-1990;
2. changements aux services existants;
3. nouvelles exportations (déjà assujetties à des licences);
4. nouvelles exportations (demandes de licences étudiées pendant l'audience GH-1-89);
5. nouvelles exportations (licences qui n'ont pas encore été délivrées et n'ont pas été étudiées pendant l'audience GH-1-89); et
6. nouveaux services au marché intérieur.

Pour ce qui est des besoins liés aux trois premières catégories, l'Office n'a pas jugé nécessaire d'examiner de nouveau l'approvisionnement consacré à un projet particulier pendant l'audience GH1-89. L'approvisionnement nécessaire aux nouvelles exportations (catégorie 4) a été étudié pendant l'audience. Les conclusions de l'Office sont indiquées aux chapitres 2 à 8 des présents Motifs.

L'approvisionnement consacré à des projets particuliers associé aux nouvelles exportations qui n'ont pas encore été approuvées (catégorie 5) et celui qui est associé aux nouveaux services du marché

intérieur (catégorie 6) sont traités aux sous-sections 11.1.1 et 11.1.2, respectivement, des présents Motifs.

### **11.1.1 Projets d'exportation (licences qui n'ont pas encore été délivrées et n'ont pas été étudiées pendant l'audience GH-1-89)**

#### **Vente par FSC Resources Limited ("FSC") à Falcon Seaboard Gas Company ("Falcon Seaboard")**

FSC a passé avec WGML un contrat d'achat de gaz assurant à FSC l'approvisionnement en gaz dont elle a besoin aux fins de sa vente de gaz à Falcon Seaboard. Aux fins de ce contrat, FSC peut, à titre de producteur, remplacer une partie ou la totalité de l'approvisionnement provenant de WGML par du gaz tiré de ses propres réserves, moyennant le paiement d'une amende ou d'un dédommagement à WGML. FSC a indiqué que toute réserve de WGML ainsi remplacée pourrait appuyer, au besoin, les réserves de FSC. FSC poursuit actuellement un programme d'achat de réserves en Alberta et en Saskatchewan.

#### **Vente par TransCanada à Hydro Engineering, Inc. ("Hydro Engineering")**

TransCanada désire vendre à Hydro Engineering le gaz nécessaire au projet d'ADA Cogeneration ("ADA"). Ce gaz serait puisé à la réserve d'approvisionnement général de TransCanada. Cette dernière s'est fiée aux renseignements sur cette réserve que comprenaient les demandes de licence d'exportation de WGML et de WGML/TransCanada qui ont été entendues pendant l'audience GH-1-89.

#### **Vente par Energy Marketing Exchange, Inc. ("EME") à Kamine Milford**

Aucun renseignement sur l'approvisionnement en gaz consacré à ce projet n'a été déposé auprès de l'Office pendant l'audience.

#### **Power City Partners, L.P. ("Power City")**

Power City a indiqué pendant son témoignage qu'elle négociait un approvisionnement en gaz avec deux fournisseurs possibles, mais qu'aucun contrat d'approvisionnement n'avait été signé. Power City a ajouté qu'elle fournirait des renseignements détaillés sur l'approvisionnement en gaz à l'appui de sa demande de licence d'exportation. Cette société a convenu avec TransCanada que le certificat autorisant la construction d'installations ne devrait être délivré que si l'Office juge satisfaisantes les dispositions d'approvisionnement qu'elle entend prendre.

#### ***Opinions de l'Office***

L'Office constate que certains expéditeurs semblent avoir pris des dispositions d'approvisionnement satisfaisantes alors que d'autres se sont engagés à donner des renseignements détaillés sur l'approvisionnement au moment de la présentation des demandes de licence d'exportation. Pour ce qui est de ces derniers, l'Office ne se prononcera sur la qualité des dispositions d'approvisionnement qu'à l'examen des demandes de licence d'exportation.

## Décision

**L'Office recommandera au gouverneur en conseil de voir à ce que tout certificat délivré à l'égard des installations demandées comprenne une condition selon laquelle TransCanada doit, avant d'entreprendre la construction, prouver à l'Office que des contrats d'approvisionnement en gaz ont été passés et que des autorisations canadiennes appropriées d'exportation à long terme ont été accordées.**

### 11.1.2 Projets ayant trait au marché intérieur

#### Consumers' Gas Company Ltd. ("Consumers Gas")

Consumers Gas n'a pas donné de renseignements détaillés sur l'approvisionnement pendant l'audience. Cette société a expliqué que, selon les directives de la Commission de l'énergie de l'Ontario ("CÉO"), elle s'approvisionne en gaz en lançant des appels d'offres concurrentiels à des fournisseurs possibles. Le nombre de fournisseurs éventuels est réduit à une courte liste d'après le prix prévu par les soumissions pour les deux premières années contractuelles. Les fournisseurs ainsi retenus sont priés de donner des renseignements sur leurs réserves et leur capacité de livraison. Les géologues-conseils de Consumers Gas analysent ces renseignements. Le choix définitif du fournisseur est fondé sur une évaluation des données relatives aux réserves et à la capacité de livraison, sur les conditions contractuelles proposées et sur le prix prévu pour les deux premières années contractuelles.

À deux occasions pendant l'audience, des témoins de Consumers Gas ont indiqué où en était le programme d'acquisition de réserves de gaz de cette société. Ils ont déclaré qu'on avait dressé une courte liste de fournisseurs possibles, sur laquelle figurait notamment Northridge, Gulf Canada Ressources Limitée ("Gulf") et Shell, et qu'on projetait de fournir des données sur l'approvisionnement en gaz une fois passés les contrats d'approvisionnement.

D'après Consumers Gas, l'Office devrait juger que l'approvisionnement en gaz sera suffisant par rapport à ses besoins additionnels, vu:

- i) les résultats établis des programmes d'obtention d'approvisionnements en gaz de 1988 et de 1989 de Consumers Gas;
- ii) son obligation de fournir un service public;
- iii) les volumes supplémentaires relativement faibles dont elle a besoin (2 % du volume de transport auquel elle aura droit en 1990-1991).

Après la clôture de l'audience, Consumers Gas a présenté des renseignements indiquant qu'elle avait choisi pour fournisseurs Gulf et Northridge. Gulf lui fournira un volume contractuel de  $397\,103\text{ m}^3/\text{j}$  ( $14,0\ 10^6\text{ pi}^3/\text{j}$ ) grâce à ses sources d'approvisionnement. Northridge lui fournira  $170\ 10^3\text{ m}^3/\text{j}$  ( $6,0\ 10^6\text{ pi}^3/\text{j}$ ) grâce à ses réserves affectées. De plus, des renseignements

détaillés sur les réserves de gaz de Northridge ont été donnés après la fin de l'audience et avant la publication de la décision de l'Office du 21 août 1989.

### **Gaz Métropolitain, inc. ("GMi")**

GMi s'approvisionne en gaz aux termes de contrats passés avec WGML, SOQUIP et Pan-Alberta Gas Limited ("Pan-Alberta"). Les besoins supplémentaires de GMi pour l'année contractuelle 1990 se chiffrent, au total, à  $540 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ . De cette quantité,  $231 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  peuvent être obtenus de SOQUIP aux termes d'un contrat à long terme. Le reste du volume, soit  $309 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ , peut être obtenu de WGML dans le cadre d'un récent contrat d'achat de gaz à long terme.

Pendant l'audience, GMi a déposé une requête demandant à l'Office de dispenser TransCanada de la nécessité de présenter des renseignements détaillés sur l'approvisionnement en gaz à l'appui des besoins de GMi pour 1990. L'Office a rejeté la demande initiale de GMi, mais a indiqué qu'il reconsidérerait sa décision si GMi passait un contrat d'approvisionnement en gaz avec un fournisseur global dont l'Office connaît bien les réserves, ou appuyait ses dispositions d'approvisionnement en recourant à pareil fournisseur. L'Office a accédé à la seconde demande de dispense présentée par GMi puisqu'il a reconnu que GMi avait passé des contrats avec des fournisseurs dont il connaissait bien les réserves (soit WGML et SOQUIP).

### **ICG Ontario (zone de livraison de Sault-Sainte-Marie)**

Bien qu'elle n'ait pas conclu d'entente d'approvisionnement en gaz aux fins du projet de Sault-Sainte-Marie, ICG Ontario a indiqué pendant l'audience que toutes les dispositions contractuelles devraient être prises au plus tard vers la fin de l'été 1989. ICG Ontario a soutenu que l'Office devrait délivrer une licence à l'égard des installations associées à son projet à condition que les contrats d'approvisionnement en gaz lui soient présentés.

#### *Opinions de l'Office*

L'Office est d'avis que GMi et Consumers Gas ont pris des dispositions d'approvisionnement satisfaisantes, mais qu'ICG Ontario n'a pas prouvé que son approvisionnement en gaz est suffisant.

L'Office reconnaît qu'à cause de la tenue de l'audience GH-1-89 plus d'un an et demi avant la date où les nouveaux volumes commenceraient à être acheminés, ICG Ontario a eu du mal à présenter des renseignements détaillés sur ses dispositions d'approvisionnement en gaz au cours de l'audience et avant la publication de la décision du 21 août 1989 de l'Office.

Les renseignements sur l'approvisionnement en gaz consacré à un projet particulier présentés pour justifier des besoins nouveaux étayant l'agrandissement proposé du réseau sont l'un des facteurs dont l'Office a tenu compte pour évaluer l'utilité publique de l'agrandissement demandé. L'absence de ces renseignements n'empêche pas l'Office d'autoriser de nouvelles installations proposées, mais est l'un des nombreux facteurs pouvant influencer la décision de l'Office de délivrer ou non un certificat à l'égard de ces installations.

Lorsque les circonstances le justifient, l'Office peut annuler, sur demande ou de sa propre initiative, l'exigence relative à la présentation de renseignements sur l'approvisionnement consacré un projet particulier que prévoit l'article 29 des *Règles de pratique et de procédure de l'ONE*. L'annulation peut constituer une décision expresse prise avant ou pendant une audience ou être comprise de façon implicite dans une décision de l'Office.

### **Décision**

**L'examen global des nombreux facteurs dont il faut tenir compte pour déterminer l'utilité publique porte l'Office à conclure qu'il ne serait pas conforme à l'intérêt public de refuser une partie des installations faisant l'objet de la demande à cause du manque de preuve au sujet des dispositions d'approvisionnement en gaz d'ICG Ontario.**

**L'Office recommandera au gouverneur en conseil d'intégrer à tout certificat autorisant la construction des installations demandées une condition selon laquelle TransCanada devra prouver d'une manière qu'il juge satisfaisante que des contrats d'approvisionnement en gaz ont été signés avant que la construction ne commence.**

## **11.2 Approvisionnement global en gaz**

Pour prouver la suffisance de l'approvisionnement global, TransCanada s'est appuyée sur une étude de la capacité future d'approvisionnement en gaz naturel du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien ("BSOC"), étude qui a été réalisée par Sproule Associates Limited ("Sproule"). Sproule a prévu l'approvisionnement en gaz naturel qu'on pourrait s'attendre à tirer des secteurs de production classiques du BSOC au cours des 20 prochaines années dans des conditions stipulées de prix et de demande. Les intervenants n'ont pas exprimé d'avis au sujet de l'analyse Sproule.

### ***Opinions de l'Office***

Une comparaison des projections de l'offre et de la demande que comprend l'étude Sproule par rapport à celles qu'inclut le Rapport sur l'offre et la demande est présentée aux figures 11-1 et 11-2. Sproule a adopté les projections de prix du Rapport sur l'offre et la demande et a employé un niveau de demande se situant à mi-chemin entre le scénario élevé et le scénario bas. Tant l'analyse Sproule que le Rapport sur l'offre et la demande portent à croire que la capacité d'approvisionnement du BSOC est suffisante pour qu'on puisse répondre à la marge de demande projetée.

La capacité d'approvisionnement projetée par Sproule est plus élevée que celle qui est prévue dans le Rapport sur l'offre et la demande pour l'ensemble de la période de

1988 à 2005. Cela tient principalement aux différences entre les méthodes de modélisation employées par Sproule et le personnel de l'Office, ainsi qu'au fait que Sproule emploie une estimation du potentiel ultime de production de gaz naturel du BSOC plus élevée que celle qui a été adoptée dans le Rapport sur l'offre et la demande.

La méthode employée par Sproule consiste principalement à définir deux relations. La première est une équation entre l'activité de forage et plusieurs facteurs comprenant les prix de l'énergie, les conditions du marché et les coûts de l'approvisionnement. La deuxième est un modèle des additions aux réserves consistant à déterminer le rapport entre les réserves établies initiales et l'effort de forage prévu cumulatif. L'Office reconnaît que cette méthode est un moyen acceptable de déterminer la capacité d'approvisionnement du BSOC. Toutefois, l'Office est d'avis que la formule à laquelle Sproule fait correspondre l'activité de forage et les rapports ayant trait aux additions aux réserves donne lieu à une projection plutôt optimiste des additions aux réserves. En outre, l'Office s'inquiète du fait qu'aucune analyse géologique n'a été présentée à l'appui de l'estimation du potentiel ultime qui est implicite dans l'étude Sproule. L'estimation d'un potentiel ultime de 263 exajoules à laquelle Sproule s'est reportée pendant l'audience découlait d'une analyse statistique. Aux fins de comparaison, disons que l'estimation moyenne du potentiel ultime du BSOC que comprend le Rapport sur l'offre et la demande est de 225 exajoules.

En dernier lieu, l'Office est d'avis que TransCanada n'a pas traité dûment le rapport entre l'étude Sproule sur la capacité d'approvisionnement en gaz naturel que présente le BSOC et la demande d'agrandissement de ses installations. TransCanada n'a pas indiqué comment cette capacité appuierait l'approvisionnement relatif tant aux installations visées par la demande qu'aux licences sur le point d'expirer et aux contrats d'exportation exécutés actuellement par son réseau. Qui plus est, TransCanada n'a pas suffisamment tenu compte des autres réseaux pipeliniers qui s'alimenteront aux mêmes sources que celui de TransCanada.

En résumé, l'Office a des réserves au sujet de la preuve présentée par TransCanada au sujet de la suffisance de la capacité d'approvisionnement en gaz du BOSC et du rapport entre celle-ci et la demande d'agrandissement du réseau. L'Office est néanmoins suffisamment convaincu que des réserves et une capacité de production suffisantes pourront être tirées du BSOC pour alimenter les installations visées par la demande de TransCanada.

**Figure 11-1**  
**Projections de l'offre et de la demande (scénario bas)**

**Figure 11-2**  
**Projections de l'offre et de la demande (scénario élevé)**



**Figure 11-1**  
**Projections de l'offre et de la demande**  
**(Sénario bas)**

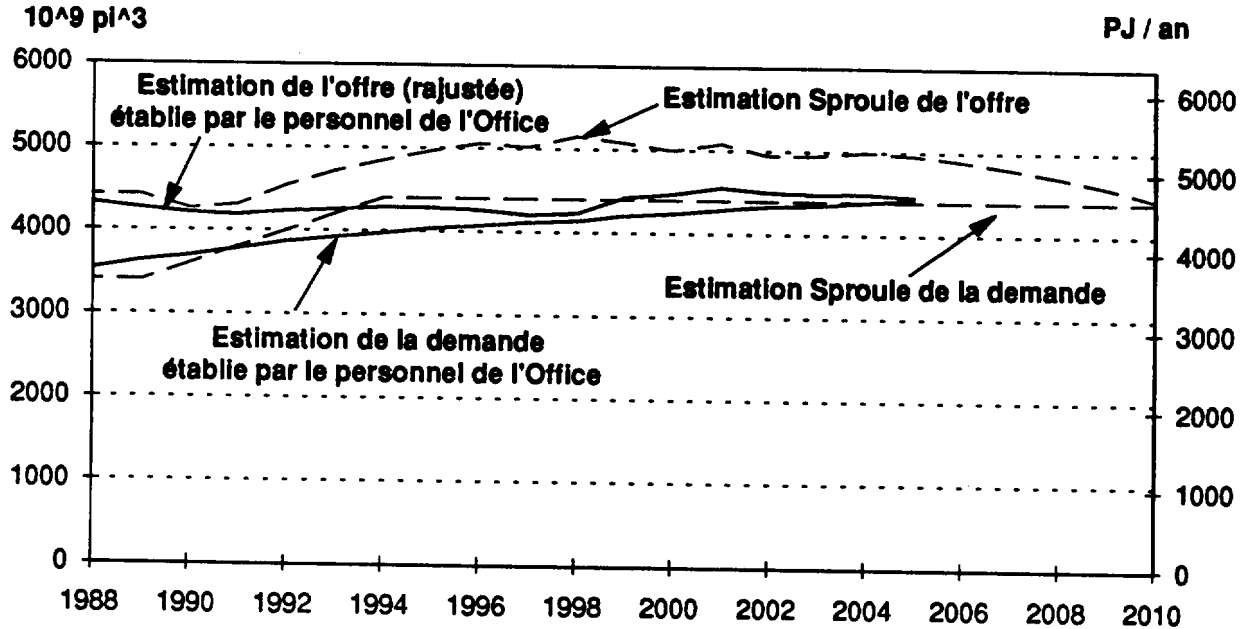
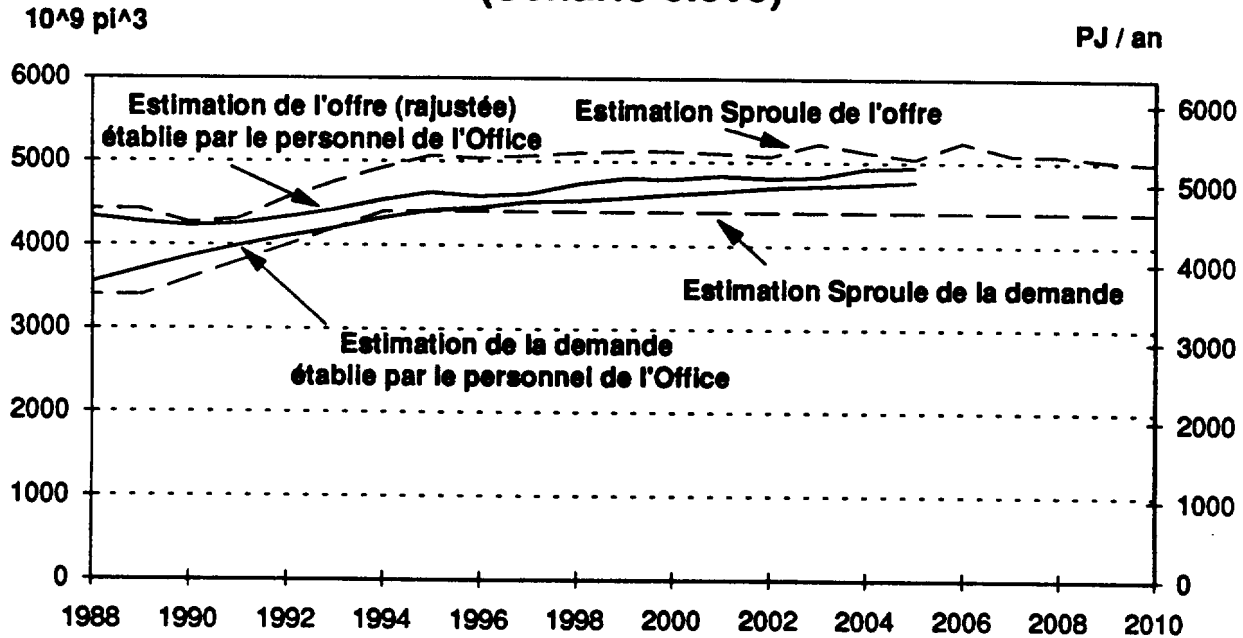


Figure 11-2

# Projections de l'offre et de la demande (Sénario élevé)



# Chapitre 12

## Besoins

---

TransCanada a indiqué que les installations visées par la demande permettraient de répondre aux besoins prévus en service garanti pour l'année contractuelle commençant le 1<sup>er</sup> novembre 1990. Ces besoins comprennent ceux qui découlent de l'expansion des marchés intérieurs et de l'exportation et des nouveaux services offerts sur ces marchés. De plus, les installations proposées permettraient à TransCanada de poursuivre, en 1990-1991, ses livraisons aux clients qui commenceront à recevoir des services pendant l'année contractuelle 1989-1990. La prévision des besoins établie le 3 mars 1989 par TransCanada comprend également une certaine capacité non attribuée qui a été attribuée à différents expéditeurs pendant l'audience.

À l'appui des installations visées par la demande, TransCanada a fourni des prévisions des besoins quotidiens maximaux en hiver, par catégorie de service, pour les années contractuelles commençant les 1<sup>er</sup> novembre 1988, 1989 et 1990, ainsi que des estimations des livraisons annuelles qui seront faites par le réseau aux mêmes clients jusqu'en 1999. Le tableau 12-1 illustre les besoins réels et prévus en matière de services de vente et de transport pour les années contractuelles commençant les 1<sup>er</sup> novembre 1987, 1988, 1989 et 1990.

TransCanada a indiqué que sa prévision des livraisons intérieures et d'exportation figurant aux tableaux des besoins que comprend la demande est fondée sur les contrats existants et des discussions tenues avec des expéditeurs tant prévus qu'existants.

### 12.1 Marché canadien

TransCanada a fourni des prévisions:

- i) des besoins canadiens assujettis à des contrats, y compris les besoins prévus de chaque expéditeur ;

**Tableau 12-1**  
**Livraisons annuelles, réelles et prévues, en SG par TransCanada<sup>1</sup>**

Année contractuelle	Marché intérieur		Exportations		Total		Augmentation par rapport à l'année précédente
	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup>	
1987-1988 <sup>2</sup>	26,5	937	9,0	320	35,6	1 257	s.o
1988-1989 <sup>3</sup>	28,2	995	10,3	36,4	38,5	1 359	8,1 %
1989-1990 <sup>3</sup>	29,6	1 047	13,0	459	42,6	1 506	10,8 %
1990-1991 <sup>3</sup>	30,6	1 081	18,0	634	48,6	1 715	13,8 %

**REMARQUES:**

- 1 comprend les volumes relatifs au STS et aux échanges.
- 2 volumes réels (d'après les tableaux 1 et 2 de la pièce justificative B-11 présentée en réponse à la demande de renseignements n° 4 de l'ONE).
- 3 volumes prévus (d'après le tableau 1 modifié de la pièce justificative B-1 "Besoins").

ii) des besoins canadiens prévus pour le Manitoba, l'Ontario et le Québec (du point de vue de l'utilisation finale).

La prévision de la demande pour utilisation finale, dont il est question à la sous-section 12.1.1 des présents Motifs, dépassait les besoins prévus assujettis à des contrats, ce qui indique l'existence d'un marché canadien libre de contrats.

**12.1.1 Prévision de la demande totale de gaz naturel**

La demande présentée par TransCanada comprenait une prévision à long terme des besoins intérieurs en gaz naturel du Québec, de l'Ontario et du Manitoba pour la période se terminant en l'an 2000. Cette prévision donnait une indication des besoins totaux prévus auxquels il faudra répondre grâce à des services tant interruptibles que garantis.

La prévision de TransCanada est fondée sur l'hypothèse selon laquelle les prix mondiaux du pétrole demeureront inchangés, quant à leur valeur réelle, jusqu'à 1996, après quoi leur valeur réelle augmentera de 2 % par année. TransCanada s'attendait à ce que l'actuel excédent de gaz se termine à la fin de 1991, donnant lieu à une augmentation du ratio entre les prix du gaz et ceux du pétrole dans le secteur industriel de l'Ontario. Selon TransCanada cela causerait un passage du gaz naturel au mazout lourd dans des régions marginales telles que celles de Sarnia, Ottawa et Cornwall, où la différence entre les prix du mazout lourd et ceux du gaz naturel est actuellement d'environ 5 %. C'est pourquoi TransCanada a prévu que la part qu'occupe le gaz sur le marché industriel ontarien diminuera légèrement au cours de la période de prévision. Selon TransCanada, la diminution de la capacité d'utilisation de deux combustibles à la fois et les contraintes imposées à l'approvisionnement en mazout lourd empêcheraient la perte d'une proportion supérieure du marché industriel du gaz naturel en Ontario. De plus, la forte baisse de la consommation de mazout lourd à laquelle on assiste depuis 1982 a limité la disponibilité de l'infrastructure nécessaire pour amener le mazout lourd dans

les industries de la région de Sarnia, limitant l'envergure de la conversion à ce produit dans cette région.

En outre, TransCanada a présenté trois prévisions de la demande de gaz naturel qui illustrent les répercussions sur cette demande de différentes hypothèses possibles en matière de croissance économique, de prix du pétrole et d'économies de combustible. Le tableau 12-2 constitue une comparaison des prévisions maximale et minimale de TransCanada avec sa prévision de base pour des années choisies.

**Tableau 12-2**  
**Comparaison de trois prévisions, établies par TransCanada, de la demande pour utilisation finale**

	<b>Demande totale Ontario et Québec</b> (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		
<b>Année</b>	<b>Minimum</b>	<b>Base</b>	<b>Maximum</b>
1991	28 567	29 321	29 904
1999	32 369	33 591	35 444

Quant aux facteurs risquant de faire diminuer les besoins par rapport à la prévision comprise dans sa demande, TransCanada a mentionné le ralentissement de la croissance économique, la diminution du ratio entre les prix du mazout lourd et ceux du gaz sur le marché industriel de l'Ontario et l'incertitude associée à la concurrence entre le gaz naturel et l'électricité sur le marché des chaudières électriques industrielles du Québec. Au chapitre du ralentissement de la croissance économique, TransCanada a signalé la possibilité d'une récession vers la fin de 1989 ou le début de 1990. Pour ce qui est du ratio entre les prix du mazout et ceux du gaz naturel, TransCanada a reconnu qu'un ratio faible demeure possible. Elle n'a pas jugé que ce facteur risquait d'exercer une forte influence à la baisse, puisque la prévision relative à ce ratio se trouvait à l'extrémité inférieure de l'éventail des prévisions convenues.

Le tableau 12-3 présente les prévisions des besoins en gaz naturel, pour utilisation finale, établies par TransCanada à l'égard de l'Ontario et du Québec, ainsi que les volumes de SG assujettis actuellement à des contrats passés avec des clients canadiens de ces provinces.

Les volumes libres de contrats qui sont indiqués comprennent des volumes faisant l'objet de ventes possibles de service garanti et de service interruptible.

**Tableau 12-3**  
**Prévision, des besoins canadiens établie par TransCanada, selon l'utilisation finale et la demande assujettie à des contrats (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)**

Année	Demande totale <sup>1</sup> Ontario/Québec	Approvisionnement provincial	Approvisionnement par importation	Demande assujettie é des contrats Ontario/Québec	Demande canadienne libre de contrats <sup>2</sup>
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1990	28 730	745	425	26 658	902
1991	29 321	745	425	26 682	1 469
1996	32 233	745	425	26 682	4 381
1999	33 591	745	425	26 682	5 739

Source: Pièce justificative B-1, section "Besoins", sous-section 2, tableau 7.

1. comprend les utilisations aux fins de la distribution et la demande pour utilisation finale
2. colonne (1) moins colonnes (2), (3) et (4)

Des intervenants ont questionné TransCanada au sujet de sa prévision des prix du pétrole et du gaz ainsi que du potentiel de remplacement d'un combustible par un autre. L'ASPIC a mentionné qu'il se peut que la baisse prévue de la qualité des bruts disponibles donne lieu à une augmentation des approvisionnements en mazout lourd, laquelle ferait diminuer les prix du mazout lourd par rapport à ceux du gaz naturel. TransCanada a écarté cette possibilité, soutenant qu'il faudrait apporter des améliorations à la qualité du mazout lourd afin de le rendre conforme aux règlements sur l'environnement et que cela pourrait maintenir le rapport de concurrence actuel entre le gaz naturel et le mazout lourd.

### *Opinions de l'Office*

On détermine si une projection est raisonnable à la lumière de la plausibilité des renseignements sur lesquels elle repose et de l'analyse employée pour y arriver. L'Office reconnaît que certains facteurs d'incertitude relatifs au devenir des prix de l'énergie ainsi que de la croissance économique et de sa composition sectorielle sont inhérents à toute prévision. L'évaluation quantitative des répercussions de tels facteurs sur l'utilisation future de l'énergie et la répartition des marchés des combustibles peut donner lieu à un vaste éventail d'estimations. Le variation des prévisions de l'utilisation de l'énergie peut tenir, notamment, à des différences quant à l'interprétation des tendances antérieures, à l'évaluation des incidences des technologies récentes et naissantes et aux projections de la réaction de différents marchés de combustibles à la fluctuation des prix relatifs des combustibles. L'Office croit que la prévision de la demande totale de gaz naturel qui a été présentée par TransCanada est une des projections plausibles.

L'Office convient avec les intervenants que les approvisionnements futurs en mazout lourd et leurs prix par rapport à ceux du gaz naturel constituent un facteur d'incertitude de la demande de gaz sur les marchés industriels de l'Ontario et du Québec. L'Office

croit que TransCanada a dûment évalué l'incidence de ce facteur et de facteurs semblables à l'aide de l'information sur le marché et grâce à une analyse de sensibilité.

Aux fins de la présente demande, l'Office juge raisonnable la prévision de la demande totale de gaz naturel qui a été présentée par TransCanada.

### 12.1.2 Marchés canadiens desservis aux termes de contrats de SG

Les installations proposées ont été conçues de façon à permettre, notamment, des augmentations des facteurs de charge de certains clients canadiens actuels et la prestation de services supplémentaires à plusieurs clients nouveaux et actuels du marché intérieur. Les services de ce genre qui doivent être fournis pendant l'année contractuelle 1990-1991 sont indiqués au tableau 12-4.

**Tableau 12-4**  
**Besoins canadiens supplémentaires en SG pour 1990-1991**

	<b>Date de commencement</b>	<b>Durée (années)</b>	<b>Volume 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j</b>	<b>10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>/j</b>
Zone de livraison du Manitoba				
• ICG Ontario, pour utilisation à une centrale de cogénération qui sera construite à Fort Frances, en Ontario	Novembre 1990	15	440	15,5
Zone de livraison de Sault-Sainte-Marie				
• ICG Ontario, pour utilisation à une centrale de cogénération qui sera construite à Fort Frances, en Ontario	Janvier 1991	long terme	400	14,1
Zone de livraison de l'Est				
• Consumers Gas	Novembre 1990	15	567	20,0
• GMi	Novembre 1990	15	540	19,1
TOTAL			1 947	68,7

### 12.1.3 Projet de Sault-Sainte-Marie d'ICG Ontario

La prévision des besoins présentée par TransCanada pour 1990-1991 comprenait 400 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>/j (14,1 10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup>/j) aux fins de l'alimentation du projet de Sault-Sainte-Marie, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 1991, selon un facteur de charge de 88 %.

ICG Ontario a indiqué pendant l'audience qu'elle aménagera une centrale de cogénération dotée d'une turbine à gaz de 50 MW à Sault-Sainte-Marie, en Ontario. Cette centrale appartiendra probablement à une nouvelle société appelée ICG Co-Gen Ltd., qui constituera une filiale de la société dont relève ICG Ontario, c'est-à-dire ICG Utilities (Canada) Ltd.

ICG Ontario a déclaré pendant l'audience que tous les aspects du projet continuaient de faire l'objet de négociations actives et que les dispositions contractuelles nécessaires devaient être prises au plus tard le 31 août 1989. ICG Ontario a reconnu qu'on n'avait pas encore obtenu les autorisations réglementaires nécessaires et pris les arrangements contractuels relatifs à l'approvisionnement en gaz, à la vente de la vapeur et de l'énergie que doit produire la centrale de cogénération proposée, et que le contrat de construction de celle-ci n'avait pas encore été passé. Il est probable que la vapeur et l'énergie que produira la centrale seront vendues à St. Mary's Paper Inc. et à Great Lakes Power Co. Par la suite, ICG Ontario a indiqué qu'on en était aux dernières étapes des négociations quant à l'accord d'achat d'énergie entre Great Lakes Power Co. et ICG Co-Gen Ltd. et à l'accord de vente de vapeur industrielle entre St. Mary's Paper Inc. et ICG Co-Gen Ltd.

ICG Ontario a déclaré que les négociations se poursuivaient en vue de la passation d'un contrat précédent de transport avec TransCanada mais avaient été retardées par l'incorporation d'ICG Co-Gen Ltd., qui serait l'expéditeur utilisant le réseau de TransCanada.

#### **12.1.4 Livraisons non attribuées**

La prévision des besoins de 1990-1991 qui figure dans la version de mars 1989 de la demande de TransCanada comprend des livraisons non attribuées de  $570 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $20,0 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ), qui correspondent au retrait des services suivants de la demande initiale visant des installations:

- EME, à titre d'agent de Kamine Carthage Cogen Co., Inc. et Beta Carthage Inc., et d'agent de Kamine South Glens Falls Cogen Co. Inc. et de Beta South Glens Falls Inc.;
- projet de cogénération Nipigon; et
- achat direct par General Chemical Canada Limited ("General Chemical").

Par la suite, TransCanada a déclaré qu'elle avait offert les  $20 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$  de capacité non attribuée aux expéditeurs suivants:

- $170 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $6,0 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) à EME aux fins de sa vente d'exportation proposée à Kamine Milford;
- $337 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $11,9 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) à ICG Ontario pour permettre le remaniement des dispositions de transport qu'elle avait prises avec TransCanada, de manière à faire augmenter le service de transport en vue du stockage (STS) fourni à ICG Ontario, selon un plan d'optimisation destiné à faire augmenter le facteur de charge global d'ICG Ontario dans le réseau de TransCanada; et
- $60 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $2,1 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) à Domtar Inc. ("Domtar") pour desservir une usine de carton pour boîte d'emballage située à Trenton, en Ontario.

#### **12.1.5 Contrat entre Union et Shell**

Union a déclaré avoir signé un contrat avec Shell afin d'acheter environ  $400 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $14,1 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) de gaz pendant une période d'une année commençant le 1<sup>er</sup> novembre 1990. Ce contrat permettrait à Union d'utiliser pendant un an la capacité que l'on prévoyait initialement consacrer à l'exportation proposée à CETI par Shell. Si la réalisation du projet d'exportation par Shell à CETI devait



commencer après le 1<sup>er</sup> novembre 1991, Shell aura le droit de proroger son contrat avec Union du 1<sup>er</sup> avril 1992, pourvu qu'elle en donne le préavis au plus tard le 1<sup>er</sup> avril 1991. Union a indiqué qu'elle envisagerait des prorogations, conditionnelles à un préavis de cinq mois de la part de Shell, au-delà du 1<sup>er</sup> avril 1992.

### **12.1.6 Décision de Union en matière de service de transport garanti (STG)**

TransCanada a déclaré que Union avait décidé de faire passer le volume de gaz qu'elle reçoit en vertu de contrats de STG de 90 % à 95 % pour l'année contractuelle 1990-1991. Union a indiqué que sa décision sur le STG représentait une augmentation annuelle de  $142 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  ( $5 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ) pour 1990-1991. Union a ajouté qu'elle avait demandé à TransCanada de convertir en SG les volumes supplémentaires de STG, qui représentent  $389 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $13,7 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ), sous réserve de la disponibilité des installations. TransCanada a répondu que sa conception des installations était fondée sur l'hypothèse du maintien des volumes de STG de Union à un facteur de charge de 90 %. Vu l'incertitude au sujet des dates de mise en service de différents compresseurs, TransCanada n'était pas sûre que la décision de Union en matière de STG nécessiterait des installations additionnelles. TransCanada a signalé que la décision de Union en vertu des contrats de STG plaçait Union en tête de la liste d'attente pour 1990-1991, mais qu'un faible degré de priorité serait accordé à la demande de transformation du STG de Union en SG.

Union a fait valoir que la prévision de TransCanada quant aux besoins en service de transport garanti sur le marché intérieur de la zone de l'Est était en dessous de la vérité d'au moins la quantité de l'augmentation que celle-ci propose d'apporter à ses volumes de STG.

### **12.1.7 Importations**

Un sondage réalisé par TransCanada auprès des distributeurs canadiens en décembre 1988 a indiqué que les importations de gaz en provenance des États-Unis pouvaient être de  $142$  à  $1\,020 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  (de  $5$  à  $36 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ) pour l'année contractuelle 1990-1991.

La prévision de la demande totale de gaz naturel établie par TransCanada était fondée sur l'hypothèse selon laquelle les importations de gaz de l'Ontario et du Québec se chiffraient à  $425 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  ( $15 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ) pour les années contractuelles de 1988 à 1999. TransCanada a soutenu que son estimation est raisonnable même si les importations ont, dans les faits, atteint  $447 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  ( $15,8 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ) en 1987-1988, puisque les prix du gaz sont censés augmenter aux États-Unis en raison du resserrement de l'approvisionnement et du ralentissement de la croissance économique de ce pays vers la fin de 1989 et le début de 1990. TransCanada a déclaré que l'ampleur des importations de 1987-1988 était attribuable dans une grande mesure au manque de disponibilité sur les réseaux de NOVA et de TransCanada pendant l'été de 1988 et à la création, au moyen d'importations, des réserves entreposées Dow-Moore.

TransCanada a conclu que les importations de gaz en Ontario et au Québec pourraient augmenter considérablement sans que cela influence les besoins en SG qu'elle prévoit pour 1990-1991, compte tenu à la fois de sa prévision de la demande pour utilisation finale et de l'importance de la demande libre de contrats.

### *Opinions de l'Office*

La prévision des besoins intérieurs en SG établie par TransCanada est étayée par sa prévision de la demande de gaz naturel et est raisonnable aux fins de l'évaluation de la conception des installations proposées.

## **12.2 Marchés d'exportation**

Les besoins prévus pour 1990-1991 par TransCanada comprennent des exportations de quatre catégories:

- les services d'exportation assujettis à des licences qui sont fournis ou qui devraient commencer à l'être avant novembre 1989 (dont il est question à la sous-section 12.2.2 des présents Motifs);
- les nouvelles exportations, déjà assujetties à des licences et qui commenceront à être assurées en 1990-1991 (dont il est question à la sous-section 12.2.3);
- les nouvelles exportations proposées à l'égard desquelles des demandes de licences d'exportation ont été étudiées pendant l'audience GH-1-89 (dont il est question aux chapitres 2 à 8);et
- les nouvelles exportations proposées à l'égard desquelles des licences n'ont pas encore été délivrées et n'ont pas été étudiées pendant l'audience GH-1-89 (dont il est question à la sous-section 12.2.4).

Quant aux installations nécessaires pour répondre à ses besoins en nouvelles exportations, TransCanada a indiqué qu'elle était disposée à accepter l'imposition d'une condition semblable à celle que comprenaient les certificats délivrés relativement aux installations qui ont fait l'objet de l'audience GH-4-88, soit:

*"À moins d'avis contraire de l'Office, TransCanada doit, avant le début de la construction des installations additionnelles, démontrer à la satisfaction de l'Office que:*

- (1) *toutes les approbations nécessaires des organismes fédéraux de réglementation des États-Unis et du Canada ont été accordées définitivement, sans possibilité d'appel, en ce qui a trait aux nouveaux volumes d'exportation prévus et à toutes les installations nécessaires en aval".*

### **12.2.1 Marchés possibles du gaz naturel canadien aux États-Unis**

TransCanada a fait réaliser par Foster Associates, Inc. ("Foster") une étude sur les marchés de gaz naturel des États-Unis. Cette étude comprenait une analyse de la demande et de l'approvisionnement actuels et projetés, ainsi que des besoins supplémentaires, de l'ensemble des 48 États situés au sud du Canada, et particulièrement de trois marchés choisis des États-Unis: la région du Nord- Est, le Midwest et la Californie. Les auteurs de l'étude ont conclu que c'est la région du Nord-Est qui présente le plus de potentiel pour des ventes de gaz naturel canadien. TransCanada a soutenu que

l'étude de Foster établit clairement qu'il existe des marchés suffisants à long terme dans le Nord-Est des États-Unis.

### **12.2.2 Services d'exportation qui sont actuellement fournis ou devraient commencer à l'être avant novembre 1990**

La prévision des besoins en exportation de 1990-1991 établie par TransCanada est fondée sur une estimation des livraisons associées aux services d'exportation déjà fournis en vertu d'autorisations d'exportation à long terme. Selon la prévision, ces besoins de base devraient augmenter pendant l'année contractuelle 1990-1991, particulièrement dans le Midwest des États-Unis, par suite de la fixation de prix du gaz plus compétitifs et du retour supposé à des régimes météorologiques normaux.

TransCanada a reconnu que plusieurs licences d'exportation devront être modifiées ou prorogées afin de permettre les livraisons d'exportation aux niveaux prévus pour 1990-1991, et a indiqué que les demandes de licences seront déposées auprès de l'Office une fois que les négociations seront achevées.

La prévision de base des besoins établie par TransCanada englobait aussi les services d'exportation suivants, étudiés par l'Office pendant l'audience GH-8-88, qui devraient commencer à être fournis pendant l'année contractuelle 1989-1990:

- 2 380 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>/j (84 10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup>/j) à Consumers Power Company ("CPCo") selon un facteur de charge de 80 %;
- 2 167 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>/j (76,5 10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup>/j) à MCV selon un facteur de charge de 90 %; et
- 904 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>/j (31,9 10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup>/j) vendus par Vector Energy Inc. ("Vector") à Altresco Pittsfield Incorporated selon un facteur de charge de 90 %.

Dans sa décision de juin 1989 sur les demandes de licences d'exportation étudiées pendant l'audience GH-8-88, l'Office a approuvé les exportations à CPCo et à MCV, mais a refusé l'exportation proposée par Vector.

### **12.2.3 Exportations assujetties à des licences et qui commenceront à être assurées en 1990-1991**

Les nouveaux services d'exportation indiqués au tableau 12-5, qui font déjà l'objet d'autorisations d'exportation à long terme par suite d'audiences antérieures de l'Office, ont été incorporés par TransCanada à sa prévision des besoins pour 1990-1991.

### **12.2.4 Services d'exportation proposés à l'égard desquels des licences n'ont pas été délivrées ni étudiées pendant l'audience GH-1-89**

TransCanada a intégré à sa prévision des besoins pour 1990-1991 les demandes de services d'exportation suivantes, à l'égard desquelles des demandes de licences d'exportation n'avaient pas encore été étudiées par l'Office et ne l'ont pas été pendant l'audience GH-1-89.

**Tableau 12-5**  
**Exportations devant commencer aux termes de licences en 1990-1991**

<b>Vente de gaz</b>	<b>No de licence</b>	<b>Volume</b> <b>(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) (10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>/j)</b>		<b>Date de commencement</b>	<b>Facteur de charge prévu (%)</b>
Noranda Inc. - Gas Alternative Systems, Inc.	GL-107 <sup>1</sup>	567	20,0	Novembre 1990	90
ProGas - OSP II	GL-109	708	25,0	Mai 1991	83
WGML - OSP II	GL-110	708	25,0	Mai 1991	83
WGML - ANE - National Fuel Gas Supply Corporation	GL-102	283	10,0	Novembre 1990	93

1 Canadian Hunter est titulaire de la licence d'exportation GL-107 à titre d'agent de Noranda Inc.

- vente par TransCanada à Hydro Engineering de 198 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>/j (7,0 10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup>/j) à partir de novembre 1990;
- exportation par EME à Kamine Milford de 170 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>/j (6,0 10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup>/j) à partir de novembre 1990;
- vente par FSC à Falcon Seaboard de 1 530 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>/j (54,0 10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup>/j) à partir de novembre 1990; et
- exportation par Power City, pour fin d'utilisation à sa centrale de cogénération de Massena, dans l'État de New York, de 567 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>/j (20,0 10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup>/j) à partir de juin 1991.

### **Vente par TransCanada à Hydro Engineering**

ADA est une société en commandite qui projette de construire une centrale de cogénération à Ada, dans l'État du Michigan. Hydro Engineering, Dominion Energy, Inc. et Amway Corporation sont les commanditaires d'ADA. La centrale d'ADA recevrait le gaz qui l'alimenterait d'Hydro Engineering, et elle vendrait l'énergie qu'elle produit à CPCo et la vapeur, à Amway Corporation.

La prévision des besoins en exportation pour 1990-1991 établie par TransCanada comprend 198 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>/j (7,0 10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup>/j) ayant trait à sa vente proposée par exportation à Hydro Engineering. Cette exportation devrait commencer en novembre 1990 selon un facteur de charge de 90 %.

Le gaz serait transporté du point de livraison à l'exportation que TransCanada administre à Emerson, au Manitoba à la centrale proposée d'ADA par voie des réseaux pipeliniers de Great Lakes, ANR Pipeline Company ("ANR") et Michigan Consolidated Gas Company ("MichCon").

WGML/TransCanada a déposé une demande conformément au paragraphe 35(2) du *Règlement sur l'Office national de l'énergie* (Partie VI) ("Règlement (Partie VI)") pour que soit approuvé le contrat de vente de gaz entre TransCanada et Hydro Engineering. TransCanada a proposé d'utiliser les licences d'exportation de gaz actuelles GL-86 et GL-87 aux fins de sa vente par exportation à Hydro Engineering.

Dans une lettre datée du 19 septembre 1989, l'Office a annoncé à TransCanada qu'avant d'entreprendre des exportations à long terme à Hydro Engineering, il lui faudrait obtenir soit une nouvelle licence d'exportation de gaz naturel ou la modification de la licence GL-86 ou de la licence GL-87, ou des deux.

### **Vente par EME à Kamine Milford**

Les besoins prévus pour 1990-1991 par TransCanada comprennent  $172 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $6,0 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) qui serviront à la vente d'exportation proposée par EME à Kamine Milford. La prévision de TransCanada est fondée sur l'hypothèse selon laquelle les exportations commenceront en novembre 1990 selon un facteur de charge de 90 %. Comme il est indiqué dans la sous-section 12.1.5 des présents Motifs, une partie de la capacité non attribuée découlant de la révision de mars 1989 de la demande de TransCanada visant des installations a été attribuée à cette vente proposée par EME.

Le gaz serait consommé par une centrale de cogénération au gaz naturel de Kamine Milford située à Milford, dans l'État du New Jersey, sur les lieux d'une fabrique de papier appartenant à James River Paper Company, Inc.<sup>1</sup>

Bien que les volumes qu'EME projette de vendre soient englobés dans l'agrandissement proposé du réseau de Transco dans le cadre du NIPPS, rares sont les autorisations réglementaires et les contrats associés au projet d'exportation dont l'obtention est avancée.

Même si un contrat précédent de transport avait été passé avec EME, TransCanada a indiqué qu'elle le résilierait si EME ne fournissait pas les garanties d'approvisionnement en gaz nécessaires aux termes de celui-ci.

### **Vente par FSC à Falcon Seaboard**

TransCanada a intégré aux besoins qu'elle prévoit pour 1990-1991 une quantité de  $1 \cdot 530 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $54,0 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) destinée à permettre la vente d'exportation proposée par FSC à Falcon Seaboard. L'exportation devrait commencer en novembre 1990 selon un facteur de charge de 90 %.

FSC propose d'acheter du gaz de WGML afin de le revendre à Falcon Seaboard, à la frontière entre le Canada et les États-Unis, pour qu'il serve à alimenter trois centrales de cogénération au gaz à circuit combiné qui seront situées dans la région de Plattsburg, dans l'État de New York. Chacune de ces centrales sera conçue de façon à produire environ 79 MW d'électricité qui sera vendue à la New York State Electric & Gas Corporation. La vapeur produite par les centrales sera vendue à Georgia-Pacific Corporation, Tag Agri/Famigro et C & A Wallcoverings, Inc.

---

<sup>1</sup> La James River Paper Company, Inc. est une filiale appartenant entièrement à la James River Corporation of Virginia.

Le gaz serait transporté jusqu'à un point d'exportation situé près de Napierville, au Québec, par voie des réseaux pipeliniers de NOVA et de TransCanada. Par la suite, il serait livré aux trois centrales de cogénération de la région de Plattsburg par un gazoduc projeté de 26 milles à partir de la frontière entre le Canada et les États-Unis, près de Champlain, dans l'État de New York. Ce nouveau gazoduc appartiendra à Falcon Seaboard Pipeline Company.

La preuve accumulée pendant l'audience a révélé que l'on travaillait activement à l'obtention des autorisations réglementaires et des contrats associés au projet d'exportation de FSC. Toutefois, TransCanada a indiqué qu'elle avait donné, le 3 mai 1989, le préavis de 90 jours nécessaire à la résiliation de son contrat précédent de transport signé le 31 mars 1989 avec FSC. TransCanada a précisé que FSC n'avait pas donné, conformément au contrat précédent, des garanties d'approvisionnement jugées satisfaisantes par TransCanada.

### **Power City**

Power City entend exporter  $567 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $20,0 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) de gaz qui sera utilisé par la centrale de cogénération au gaz naturel de 79 MW qu'elle projette de construire sur les lieux de l'usine de l'Aluminum Company of America ("Alcoa") à Massena, dans l'État de New York.

Le gaz serait transporté au Canada par les réseaux de NOVA, de TransCanada et de Niagara Gas Transmission Limited jusqu'au point d'exportation situé à Cornwall, en Ontario. Ensuite, il serait transporté jusqu'à Massena par voie du réseau de St. Lawrence Gas pipeline.

L'électricité produite par la centrale proposée serait vendue à Niagara Mohawk et la vapeur industrielle, à Alcoa.

### **12.2.5 Autres exportations étayant la demande de TransCanada visant des installations pour 1990-1991**

Les besoins prévus pour 1990-1991 par TransCanada comprenaient les augmentations suivantes des exportations qui sont assujetties à des contrats:

- augmentation de  $134 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $4,7 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) pour une vente faite par WGML/TransCanada à Tennessee; et
- augmentation de  $1\,282 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $45,3 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) pour la vente faite par KannGaz Producers Ltd. ("KannGaz") à Tennessee.

Il s'agit des dernières augmentations pour ce qui est des contrats de vente par WGML/TransCanada et KannGaz à Tennessee aux termes des licences d'exportation GL-84 et GL-77.

Les besoins prévus par TransCanada englobent également un total de  $1\,743 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $61,5 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) de gaz qui sera vendu par WGML à Northern Natural Gas Company ("Northern Natural") et à Southeastern Michigan Gas Company ("Southeastern"), ainsi que par WGML/TransCanada à Northern States Power Company, a Wisconsin Corporation ("NSP Wisconsin"). La capacité nécessaire pour répondre à ce besoin doit être assurée grâce à une entente de résiliation de contrat que sont en train de négocier ANR et WGML. TransCanada a indiqué pendant l'audience que si ANR ne réduit pas ses

obligations contractuelles pour 1990-1991, il faudra construire des installations en sus de celles qui font l'objet de la demande étudiée pendant cette audience.

TransCanada a déclaré que WGML/TransCanada demandera, conformément au paragraphe 35(2) du Règlement (Partie VI), l'approbation d'une entente entre TransCanada et NSP Wisconsin permettant à celle-ci d'exporter du gaz aux termes des licences d'exportation GL-86 et GL-87 dont TransCanada est déjà titulaire. De plus, TransCanada a indiqué que WGML/TransCanada demandera à l'Office des licences permettant à TransCanada d'exporter du gaz à Northern Natural et à Southeastern.

### **12.2.6 Autres demandes de service exclues de la demande de TransCanada visant des installations**

TransCanada a indiqué pendant l'audience qu'elle avait reçu plusieurs nouvelles demandes de prestation de service dans la zone de l'Est sur les marchés intérieur et de l'exportation pour l'année contractuelle 1990-1991, qui ne sont pas englobées dans sa prévision des besoins. Ces demandes supplémentaires ont été indiquées dans la file d'attente de 1990-1991 du service de transport de TransCanada. TransCanada a conclu que sa file d'attente de 1990-1991 comprend suffisamment de demandes de service pour assurer l'utilisation de la capacité supplémentaire demandée pour 1990.

CanStates Gas Marketing ("CanStates") est intervenue pendant l'audience pour démontrer que son projet d'exportation est suffisamment avancé pour assurer l'utilisation, en 1990-1991, de toute capacité pouvant devenir disponible en raison du retardement ou de l'annulation d'autres projets.

Le projet de CanStates prévoit la vente à long terme de  $1\,370\,10^3\text{ m}^3/\text{j}$  ( $48,4\,10^6\text{ pi}^3/\text{j}$ ) de gaz, à partir de Niagara Falls, à Transco Energy Marketing Company. Cette vente d'exportation, qui commencerait le 1<sup>er</sup> novembre 1990, serait destinée principalement à une centrale de cogénération en voie de construction à Hopewell, en Virginie.

CanStates a fait le point sur les contrats et autorisations réglementaires associés à son projet, indiquant qu'elle entend déposer une demande de licence d'exportation auprès de l'Office au plus tard à la mi-août 1989. CanStates a soutenu qu'elle serait en mesure d'utiliser la capacité du réseau de TransCanada au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre 1990, puisque la centrale de Hopewell pourrait être mise en service dès l'été 1990. CanStates et Transco ont déclaré que les installations nécessaires en aval sont censées être prêtes au plus tard à la date de mise en service proposée du 1<sup>er</sup> novembre 1990.

#### ***Opinions des parties***

Les besoins en exportations prévus par TransCanada n'ont fait l'objet que de peu de discussions. Le plupart des parties étaient d'avis que l'inclusion des conditions d'obtention des contrats et autorisations réglementaires appropriées dans tout certificat délivré par l'Office suffirait à neutraliser l'incertitude au sujet du respect des dates de commencement prévues des exportations.

Même si FSC et Power City n'avaient pas passé des contrats d'approvisionnement en SG au moment de la tenue de l'audience, TransCanada a soutenu que l'Office devrait approuver les installations relatives aux projets de ces sociétés puisque TransCanada n'entreprendrait pas leur construction avant la signature des contrats appropriés d'approvisionnement en gaz. TransCanada a déclaré que la non-délivrance d'un

certificat à l'égard des installations nécessaires aux projets d'exportation de FSC et de Power City pourrait porter préjudice à d'autres expéditeurs prévus par sa demande visant des installations de 1990, puisque cela pourrait obliger TransCanada à réduire le service requis le long du réseau de Great Lakes, exigeant la modification de la demande déposée par Great Lakes auprès de la FERC, et retardant peut-être l'approbation des installations nécessaires à Great Lakes.

### *Opinions de l'Office*

L'étude de Foster sur les marchés prospectifs de gaz naturel des États-Unis est rassurante sous le rapport de l'existence de marchés à long terme dans le Nord-Est des États-Unis.

L'Office conclut que la prévision des besoins en exportation établie par TransCanada est raisonnable aux fins de l'évaluation des besoins en installations pour l'année contractuelle 1990-1991.

Bien qu'il soit possible que les expéditeurs précis indiqués dans la prévision des livraisons par exportation établie par TransCanada ne respectent pas les dates de commencement prévues du service, l'Office s'attend à ce qu'une partie suffisante des besoins de 1990-1991 en SG assujetti à des contrats à long terme se matérialise à temps pour remplacer tout projet d'exportation retardé ou annulé. L'Office permettra la substitution d'autres projets suffisamment avancés (voir le chapitre 16 des présents Motifs) à ceux qu'inclut la prévision des besoins établie par TransCanada qui sont retardés.

Pour que les installations visées par la demande soient utilisées et utiles dès la fin de leur construction le début de la construction des installations approuvées sera conditionnel à la présentation, par TransCanada, d'une preuve jugée satisfaisante par l'Office que toutes les autorisations réglementaires nécessaires ont été obtenues des gouvernements fédéraux du Canada et des États-Unis à l'égard des nouveaux volumes d'exportation assujettis à des contrats de SG. De plus, TransCanada sera tenue de prouver que toutes les autorisations réglementaires nécessaires ont été obtenues des gouvernements fédéraux du Canada et des États-Unis, aux fins du transport de tous ces nouveaux volumes par son réseau, à l'égard de toutes les installations ou de tous les services de transport nécessaires en aval. Ces autorisations comprennent celles que nécessitent la construction d'installations et la mise en oeuvre de services supplémentaires dans les réseaux de Great Lakes et de Union.

L'Office constate que la prévision des besoins en exportation de 1989-1990 et de 1990-1991 établie par TransCanada est fondée sur l'hypothèse selon laquelle certains services d'exportation que comprend sa prévision de base continueront indéfiniment à être fournis. L'Office encourage TransCanada à déposer à temps sa demande de prorogation ou de modification des autorisations d'exportation à long terme connexes.



## Décision

**L'Office recommandera au gouverneur en conseil que tout certificat délivré par l'Office à l'égard des installations visées par la demande comprenne les conditions susmentionnées**

### **12.3 Construction d'installations appuyée sur des volumes exportés aux termes d'une autorisation d'exportation à court terme**

Dans sa prévision des besoins pour 1990-1991, TransCanada a supposé que WGML ou WGML/TransCanada, ou les deux, exporteraient des volumes annuels de 295 et 200  $10^6 \text{ m}^3$  (10 et 7  $10^9 \text{ pi}^3$ ), à partir d'Emerson et de Niagara Falls, respectivement, en vertu d'ordonnances à court terme. TransCanada a précisé que ces exportations n'influenceraient nullement les installations visées par la demande puisqu'il n'y est associé aucun jour de pointe en hiver et qu'un faible besoin saisonnier durant cette saison.

Bien que la demande de TransCanada n'englobe pas les installations nécessaires au transport des volumes à exporter en vertu d'ordonnances d'exportation à court terme, plusieurs parties ont exprimé des avis sur l'opportunité de la construction d'installations pour répondre au besoin de nouvelles exportations qui peuvent être autorisées par ces ordonnances.

#### *Opinions des parties*

TransCanada a indiqué qu'il conviendrait de construire de nouvelles installations aux fins d'exportations devant commencer en vertu d'autorisations à court terme, si une licence d'exportation à long terme a été demandée et qu'elle sera probablement approuvée, de l'avis de TransCanada. TransCanada a ajouté ce qui suit:

*"Si une condition exigeant la passation de contrats de transport est adoptée, des installations ne seront construites qu'une fois que TransCanada aura prouvé à l'Office, à la satisfaction de celui-ci, que des contrats de service garanti de transport ont été signés.*

*TransCanada ne passera aucun contrat de service garanti de transport tant que les autorisations nécessaires aux expéditeurs, y compris l'autorisation de licence d'exportation par l'ONE, n'auront pas été obtenues.*

*Dans ce contexte, les installations pourraient être approuvées à des conditions ayant trait, notamment, aux autorisations de licence d'exportation."*

CanStates a déclaré qu'elle serait peut-être disposée à signer un contrat de transport à long terme avec TransCanada en vertu d'une ordonnance d'exportation à court terme si une autorisation d'exportation à long terme a été demandée et que tous les éléments essentiels de son projet d'exportation semblent être en place.

Amoco/Con Ed ont indiqué qu'Amoco ne serait pas disposée à passer avec TransCanada un contrat de transport à long terme en se fiant à des autorisations réglementaires à court terme, puisque la délivrance d'une ordonnance d'exportation à court terme, en attendant que l'Office finisse d'étudier une demande de licence d'exportation, ne constituerait pas une garantie suffisante de l'autorisation d'une vente à long terme.

### *Opinions de l'Office*

L'Office estime que la construction d'installations en fonction de nouveaux marchés ou projets d'exportation devrait être étayée par des contrats à long terme. Bien que les circonstances précises associées à l'expansion normale de marchés existants puissent justifier une considération spéciale, l'autorisation d'exportation à long terme est un élément principal de tout projet d'exportation nécessitant la construction de nouvelles installations.

### **Décision**

**Tout certificat que l'Office peut délivrer à l'égard des installations visées par la demande exigera que TransCanada prouve, avant le début de la construction des installations, que les autorisations canadiennes appropriées d'exportation à long terme ont été accordées.**

## **12.4 Capacité de réserve et capacité non attribuée**

Pendant les audiences GH-2-87 et GH-4-88 tenues au sujet des demandes de TransCanada relatives aux installations de 1988-1989 et de 1989-1990, la question de la capacité de réserve a fait l'objet de force discussions. À la page 18 de ses Motifs de décision GH-4-88, l'Office a établi comme suit une distinction entre les concepts de la capacité de réserve et de la capacité d'appoint:

*“La "capacité de réserve" pourrait être comprise dans la conception des installations, au moment où est déposée la demande visant des installations, afin d'assurer une certaine souplesse pour l'avancement des projets. Il est prévu que cette capacité de réserve tomberait à zéro avant la date de mise en service des installations fournissant cette capacité, ou durant l'année contractuelle visée. La "capacité d'appoint" peut être définie comme étant une certaine quantité fixe de capacité libre de contrat, disponible pour le service interruptible, ou qui pourrait être utilisée pour répondre aux fluctuations temporaires de la demande. La capacité d'appoint, à l'opposé de la capacité de réserve, demeurerait disponible sans que l'on s'attende à ce qu'elle fasse l'objet de contrats dans l'avenir.”*

### *Opinions de TransCanada*

Dans la version initiale de sa demande visant des installations pour 1990-1991, TransCanada n'avait pas prévu de capacité de réserve pour différentes raisons. D'abord, l'audience GH-4-88 lui avait révélé que la prise en compte d'une capacité de réserve posait des problèmes de planification et rendait difficile l'administration d'une audience visant des installations. Ensuite, puisque les expéditeurs étaient, en général, conscients du manque de souplesse de son réseau et que TransCanada avait reçu de nombreuses nouvelles demandes de service supplémentaire pour l'année contractuelle 1990-1991, cela signifiait, de l'avis de TransCanada, que le niveau de service demandé répondrait aux besoins de l'industrie du gaz et qu'on ne devait pas, par conséquent, s'attendre à une forte demande de service de dernière minute pour cette année contractuelle. Qui plus est, TransCanada ne croyait pas que l'industrie du gaz pourrait supporter le coût additionnel d'une capacité de réserve.

Dans sa demande révisée du 3 mars 1989, TransCanada a réduit de  $570 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $20 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) son estimation des livraisons prévues pour l'année contractuelle 1990-1991, en raison du retrait des demandes de service de certains expéditeurs ou du retard qu'accusaient certains projets étayant les demandes de service. Malgré l'existence d'un excédent de capacité par rapport à la version initiale de la demande, TransCanada hésitait à remanier la conception des installations proposées. À son avis, cela aurait nécessité qu'on apporte une modification semblable à la demande visant des installations que Great Lakes a présentée à la FERC, laquelle modification retarderait inopportunément le traitement de la demande.

Dans la version révisée de mars 1989 de sa demande, TransCanada indiquait que les demandes de service exclues (c.-à-d., non prévues par sa demande) de la zone de livraison de l'Est intervenaient pour un total de  $2\,408 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $85 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) et que la capacité non attribuée de  $567 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $20 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) serait probablement utilisée. Pendant l'audience, TransCanada a indiqué qu'elle avait offert cette capacité non attribuée à trois expéditeurs, soit EME, ICG Ontario et Domtar, d'après la file d'attente et son évaluation quant à qui des expéditeurs utiliserait au maximum la capacité qui serait assurée par les installations proposées. En même temps, TransCanada recevait des demandes de volumes additionnels de  $3\,852 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $136 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) de SG qu'elle ne pouvait pas fournir grâce aux installations proposées. Elle ne pourrait répondre à ces besoins que si un service interruptible pouvait être fourni, que des expéditeurs existants retireraient des demandes ou qu'une quantité suffisante de gaz pouvait être importée des États-Unis.

Vers la fin de l'audience, TransCanada a indiqué que les demandes de service suivantes s'ajoutaient à celles qui étaient sa demande visant des installations:

- $906 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $32 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) de service sur le marché intérieur, dans la zone de livraison de l'Est,
- $85 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $3 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) de service sur le marché intérieur, en Saskatchewan et au Manitoba,
- $2\,550 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $90 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) de service sur le marché d'exportation, vers l'Est, et

- 4 561 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>/j (161 10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup>/j) de service sur le marché d'exportation, à partir de la Saskatchewan et du Manitoba.

TransCanada a reconnu qu'à cause de la période de 24 à 33 mois séparant la date limite qu'elle avait fixé pour la réception de nouvelles demandes de service et le commencement des livraisons, les expéditeurs pourraient avoir du mal à arrêter les dispositions d'approvisionnement et que les parties pourraient avoir de la difficulté à s'engager si longtemps d'avance à respecter des prix d'approvisionnement précis. Toutefois, TransCanada a jugé qu'il était nécessaire de prévoir pareil délai et de fixer une date limite ferme de réception des demandes afin de permettre la planification et la construction ordonnées des installations.

Dans son argumentation finale, TransCanada a indiqué que la "capacité non attribuée" était la capacité à l'égard de laquelle des besoins précis n'avaient pas été relevés et des installations ne seraient pas construites tant que des contrats n'auraient pas été passés. Selon TransCanada, ce n'est pas pour gonfler la capacité à des fins de spéculation qu'on tient compte d'une capacité non attribuée. TransCanada a soutenu que l'Office devrait approuver les installations telles qu'elles sont décrites dans la demande, car il existe suffisamment de demandes de service exclues pour absorber tout excédent de capacité possible.

Toutefois, TransCanada a demandé que l'approbation des installations, y compris la capacité non attribuée, ne soit accordée qu'à condition que soient présentés, s'il y a lieu, des contrats de transport signés, des contrats connexes d'approvisionnement en gaz et des licences d'exportation.

TransCanada a indiqué qu'à son avis, il ne devrait pas y avoir de capacité d'appoint, et que les clients devraient s'assurer une marge d'exploitation en passant des contrats visant une capacité leur permettant de faire face à tout changement imprévu de la demande par suite de fluctuations météorologiques ou économiques. TransCanada estime que les facteurs de capacité ne peuvent pas fournir pareille marge puisqu'ils n'assurent que la disponibilité fiable d'une certaine proportion de la capacité et ne prévoient pas, en général, une capacité d'appoint.

### *Opinions des intervenants*

La plupart des intervenants, et particulièrement les expéditeurs canadiens et les SDL, ont exprimé de l'inquiétude au sujet du manque de souplesse soutenu du réseau et ont mentionné une récente annonce faite par TransCanada selon laquelle aucun service interruptible ne serait offert pour le reste de 1989. Ces intervenants ont indiqué qu'ils désiraient que le réseau soit plus souple, en raison, notamment, des difficultés de prévision que présente la fluctuation rapide du marché intérieur et le délai entre la présentation des demandes de service définitives et le commencement des livraisons.

Union a insisté sur le fait qu'il faut qu'il y ait une capacité de réserve dans le contexte d'un marché dont l'expansion se poursuit par suite de la déréglementation. Cette société a signalé que des difficultés de prévision des besoins causées par des facteurs ayant trait au libre-échange, à la déréglementation et à l'offre de nouveaux services sur

un marché élargi avaient donné lieu à une sous-estimation générale des besoins en installations pendant les audiences GH-2-87 et GH-4-88. De plus, Union a indiqué que l'inclusion d'une capacité de réserve est justifiée par l'hésitation de TransCanada à traiter des demandes de service pouvant être reçues après la date à laquelle elle décide d'arrêter sa conception. Union a ajouté que si les installations n'étaient pas pleinement utilisées aux fins du SG, elles pourraient servir à fournir un service interruptible.

Union a soutenu qu'elle avait été obligée, pour la première fois depuis 1972, de refuser des services à des clients relevant de sa concession parce qu'une capacité de réserve suffisante n'avait pas été prévue pour l'année contractuelle 1989. Bien que Union ait reconnu qu'on ne peut pas s'attendre à ce que TransCanada révise sa demande visant des installations pendant la durée entière d'une audience, elle a proposé que TransCanada prévoie une capacité de réserve qui pourrait être réduite ou retranchée de la demande si les besoins prévus ne se matérialisaient pas avant la fin de l'audience. Union a proposé que l'Office délivre un certificat à l'égard des installations liées à cette capacité de réserve, à condition que celle-ci soit assujettie à des contrats avant la construction des installations. Union a incité l'Office à donner pour directive à TransCanada de construire des installations supplémentaires si toutes les demandes d'exportation étaient approuvées par l'Office ou si celles qu'il rejetait ne libéraient pas une capacité suffisante pour répondre aux demandes de service actuellement exclues.

L'ASPIC a signalé que la capacité non attribuée de  $567 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $20 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) pouvait être considérée comme une capacité de réserve et a affirmé que la capacité de réserve est justifiée si l'on peut prouver qu'elle fera vraisemblablement l'objet de contrats de service garanti au début de la construction ou auparavant.

L'APC n'a pas exprimé d'opposition à l'inclusion d'une capacité de réserve qui serait probablement pleinement utilisée au plus tard à la mise en service des installations. Elle se préoccupait plutôt du risque de sous-utilisation des installations en question et du fardeau supplémentaire qu'une sous-utilisation imposerait aux payeurs de droits. Néanmoins, l'APC a indiqué que ses craintes étaient dissipées par les demandes exclues de service additionnel et la condition, proposée par TransCanada, selon laquelle les installations ne seraient pas construites si la capacité n'était pas assujettie à des contrats.

C-I-L Inc. ("CIL") et General Chemical ont recommandé que soient reconsidérées la position de l'Office sur la capacité d'appoint et la position de TransCanada sur la capacité de réserve. Ces sociétés ont soutenu que des changements inattendus des estimations de la capacité disponible établies par TransCanada et la réduction marquée qu'a subie le service interruptible ces dernières années ont rendu difficile la planification annuelle, par les clients, de l'utilisation efficace du réseau.

CIL et General Chemical ont exprimé leur désapprobation à l'égard de la proposition visant à ce que ceux qui ont besoin de service passent des contrats de SG. Elles ont soutenu qu'un expéditeur industriel qui désirent obtenir davantage de SG en raison d'une augmentation des besoins pourrait avoir du mal à prouver que la nouvelle demande se maintiendra à long terme, ce qui veut dire qu'il ne pourrait pas justifier la

construction de nouvelles installations. De plus, CIL et General Chemical ont exprimé de l'inquiétude parce que le réseau pipelinier n'a essentiellement aucune souplesse même si TransCanada prévoit la continuation de son expansion sur la plupart des marchés.

CIL et General Chemical ont indiqué que les expéditeurs ont besoin d'une certaine souplesse pour faire face aux fluctuations de la demande que causent les variations des conditions météorologiques ou les changements que subissent leurs marchés. Elles ont soutenu que, si le recours responsable aux dispositions sur l'affectation et la dérivation a assuré un maximum d'efficacité du réseau en réaction à une diminution donnée de la demande, les considérations de souplesse exigent qu'on prévoie également une capacité permettant de répondre aux augmentations de la demande. À leur avis, l'Office devrait ordonner à TransCanada d'incorporer une capacité d'appoint à sa prochaine demande visant des installations, afin d'assurer pareille souplesse. Les sociétés en question ont soutenu qu'une telle capacité d'appoint deviendrait, avec le temps, d'abord une capacité de réserve et ensuite une capacité assujettie à des contrats.

Le ministre de l'Énergie de l'Ontario (l'Ontario") a suggéré qu'il serait préférable que TransCanada prévoie une capacité de réserve dans une demande visant des installations plutôt que d'obliger les expéditeurs à compter sur la disponibilité de capacité non attribuée issue de l'échec d'un projet. Il recommande que TransCanada soit tenue de prévoir dans sa prochaine demande visant des installations une quantité appropriée de capacité de réserve, selon les conditions qui existeront au moment de l'établissement de cette demande.

ICG Ontario a déclaré que TransCanada ne devrait pas nécessairement être tenue de soustraire la capacité non attribuée dans une demande, et qu'on devrait lui permettre d'inscrire à sa file d'attente d'autres projets compatibles pouvant assurer une utilisation efficace de cette capacité. Selon ICG Ontario, cela épargnerait à TransCanada l'élimination, qui peut être coûteuse, d'une capacité qu'elle serait peut-être obligée d'ajouter à sa demande suivante.

La CCPA a appuyé la décision de TransCanada de ne pas construire d'installations pour assurer une capacité de réserve. Elle a soutenu que l'envergure de la demande, l'incertitude qui règne au sujet de certains volumes et la nécessité de fixer une date où arrêter la conception du réseau justifient la position de TransCanada. De plus, la CCPA a appuyé la décision de TransCanada de "geler" sa conception afin que sa demande visant des installations et celle de Great Lakes puissent être traitées en temps opportun.

### *Opinions de l'Office*

L'efficacité d'un marché du gaz déréglementé nécessite un accès facile des expéditeurs existants et nouveaux aux services de transport. La prévision d'une capacité de réserve donne la souplesse qui peut être nécessaire pour assurer la disponibilité des services de transport dans un délai raisonnable et permettre de faire face aux changements du marché du gaz.

L'Office reconnaît que la construction d'installations pipelinières non assujetties à des contrats de SG comporte certains risques. Durant toute l'audience, comme au cours des deux audiences précédentes sur des demandes de TransCanada visant des installations (GH-4-88 et GH-2-87), les craintes concernant la sous-utilisation possible des installations ont été dissipées par des observations sur le manque de souplesse du réseau existant et le besoin de prévoir une capacité de réserve afin de pouvoir répondre à une croissance inattendue du marché et à des demandes de service qui se matérialisent après la date d'arrêt de la conception fixée par TransCanada.

La prévision des besoins en gaz naturel à long terme du Manitoba, de l'Ontario et du Québec que TransCanada a intégrée à sa demande étaye le besoin d'agrandir le réseau. La croissance de la plupart des marchés que projette TransCanada et le nombre de demandes de service exclues de sa demande indiquent que la capacité non attribuée qui est proposée sera probablement assujettie à des contrats de SG à long terme. Bien que TransCanada ait présenté une liste des demandes de service exclues pour 1990-1991, tant sur le marché intérieur qu'en vue de l'exportation, cette société n'a pas fourni à l'Office une évaluation de l'intégralité de ces demandes. Par exemple, TransCanada n'a pas indiqué si les demandes exclues portant sur des volumes à exporter s'appuyaient sur des licences d'exportation ou si elles portaient sur des projets suffisamment avancés pour que TransCanada puisse y attribuer une capacité à court terme. Néanmoins, la liste ainsi que la preuve sur la croissance du marché et l'actuel manque de service interruptible fourni grâce au réseau cadrent avec la prévision à long terme établie par TransCanada et appuient l'attente de l'Office que la pleine capacité prévue par la demande sera assujettie à des contrats de SG.

Pendant l'audience, TransCanada a établi une distinction entre "capacité non attribuée" et "capacité de réserve". L'Office est d'avis que la capacité non attribuée ne diffère de la capacité de réserve que parce que cette dernière était initialement associée à des demandes de service. La capacité non attribuée a été maintenue dans la demande de TransCanada après le retrait des demandes, auquel moment elle est devenue assimilable à la capacité de réserve. TransCanada a décidé d'établir une distinction plus poussée dans sa plaidoirie en déclarant que les installations destinées à assurer la capacité non attribuée à l'égard de laquelle un certificat serait délivré ne seraient construites qu'une fois que cette capacité ferait l'objet de contrats. L'Office juge que cela ne distingue pas la capacité non attribuée de la capacité de réserve, car la délivrance inconditionnelle d'un certificat à l'égard d'une capacité de réserve n'empêche pas TransCanada de retarder la construction jusqu'à ce qu'elle dispose de contrats visant cette capacité.

L'Office ne voit aucune raison de réviser son opinion sur la capacité de réserve ou la capacité d'appoint qui est énoncée dans les Motifs de décision des audiences GH-2-87 et GH-4-88. L'Office continuera d'examiner le besoin de capacité de réserve un cas à la fois, en tenant compte de facteurs tels que les conditions du marché, l'augmentation prévue des besoins et le risque de sous-utilisation de la capacité qui est associé à toute demande particulière relative à des installations.

Comme on l'a expliqué précédemment dans les présents Motifs, l'Office a rejeté quatre demandes visant des licences d'exportation associées à la demande de TransCanada visant des installations. Le total des exportations rejetées, plus les nouvelles exportations proposées à l'égard desquelles aucune licence n'a encore été délivrée et qui n'étaient pas à l'étude dans le cadre de l'audience GH-1-89, s'élevait à  $4\,760\,10^3\text{ m}^3/\text{j}$  ( $168\,10^6\text{ pi}^3/\text{j}$ ). L'approbation des installations qui peuvent fournir cette capacité donnera une certaine souplesse au réseau de TransCanada de façon à ce qu'il puisse répondre à une augmentation des besoins.

### **Décision**

**L'Office recommandera au gouverneur en conseil d'approuver la délivrance d'un certificat à l'égard, notamment, des installations nécessaires pour assurer la capacité de réserve susmentionnée. La décision de l'Office, en date du 21 août 1989, au sujet de la demande de TransCanada visant des installations (voir l'annexe VIII) comprend des conditions selon lesquelles TransCanada doit, avant d'entreprendre la construction de toute installation, donner à l'Office une preuve satisfaisante des besoins du marché, de l'obtention des autorisations réglementaires nécessaires, et de la passation de contrats de transport et d'approvisionnement en gaz.**



# Chapitre 13

## Contrats de transport

---

TransCanada a présenté une preuve considérable sur le transport, depuis la province de production jusqu'au lieu de consommation, lié aux différents services nouveaux qui seront fournis sur les marchés intérieur et de l'exportation. On a fait le point à différents moments pendant l'audience sur le cheminement, la nature et l'état des contrats et autorisations réglementaires associés à ces services. TransCanada a déposé des accords précédents signés et des contrats-types de SG à l'égard de la plupart de ces nouveaux services prévus qui seront assurés grâce à son réseau.

### 13.1 Accords précédents

Les accords précédents de TransCanada sont des accords commerciaux conclus avec des expéditeurs possibles à l'égard du transport garanti de gaz sur le réseau de TransCanada. L'accord précédent indique les modalités d'exécution d'un contrat de SG. Il prévoit que l'expéditeur et TransCanada respecteront les modalités d'exécution du contrat de SG, que l'expéditeur respectera les dispositions sur la disponibilité que comprend le barème des droits applicables au SG et que les ententes appropriées au sujet des garanties financières seront honorées.

D'ordinaire, l'accord précédent indique les autorisations réglementaires et les contrats nécessaires à l'utilisation du service de transport demandé par l'expéditeur et les délais impartis pour leur obtention. Il peut également indiquer les renseignements que l'expéditeur éventuel doit donner sur son approvisionnement en gaz, son marché et ses dispositions de transport connexes. TransCanada doit disposer de ces renseignements afin de satisfaire aux exigences de l'Office sur les renseignements que doivent comprendre les demandes visant des installations.

### 13.2 Contrats de SG

Le contrat de transport entre TransCanada et tout expéditeur qu'elle dessert inclut un contrat de SG signé, le barème approuvé TransCanada applicables au SG, le barème uniforme des droits et les modalités générales. D'ordinaire, le contrat de SG indique la date de démarrage du transport, le volume de gaz à transporter, les points de réception et de livraison et la durée du contrat.

#### 13.2.1 Résiliation

Bon nombre des contrats de SG associés à des services nouveaux étayant la demande de TransCanada visant des installations qui a été étudiée pendant l'audience GH-4-88 comprennent une clause de résiliation. Cette clause prévoit que le contrat peut être résilié si certaines autorisations réglementaires ou gouvernementales prennent fin avant la date d'expiration prévue du contrat, en dépit des efforts diligents faits par les parties pour maintenir les autorisations en vigueur. Dans ses Motifs de décision GH-4-88, parus en janvier 1989, l'Office a examiné la clause de résiliation et a déclaré ne pas être convaincu qu'il serait judicieux de rayer cette clause des contrats de SG de transport de TransCanada.

La plupart des contrats de SG associés à de nouveaux services étayant la présente demande visant des installations ont été négociés avant la publication des Motifs de décision GH-4-88 de l'Office. Ces contrats ne comprennent pas de clause de résiliation. TransCanada a indiqué qu'elle estime qu'avant de

signer un contrat de SG, chaque partie doit s'assurer que les autorisations nécessaires ont été obtenues et que les dispositions auxiliaires ont été prises pour la durée du contrat, ou être prête à courir le risque de ne pas pouvoir reconduire, remplacer ou maintenir son autorisation ou ses dispositions initiales.

### **13.2.2 Section 23 de l'article II du contrat de SG**

Les contrats-types de SG de transport qui sont associés à la plupart des nouveaux services étayant la demande visant des installations comprennent une disposition révisée sur la durée du contrat qui est assujettie à la section 2.3 de l'article II du contrat. Cette section donne à TransCanada le droit d'interrompre unilatéralement le service, de façon temporaire ou permanente, si l'expéditeur ne lui présente pas des garanties du maintien en vigueur de son approvisionnement en gaz et des autorisations nécessaires.

TransCanada a indiqué que la plupart des accords précédents incluant la section 2.3 susmentionnée ont été signés en décembre 1988. L'Office a publié ses Motifs de décision relatifs à l'étape I de l'audience RH-1-88 en janvier 1989. Par la décision correspondante, l'Office ordonnait à TransCanada de rayer de son tarif les conditions de disponibilité exigeant que les expéditeurs obtiennent tous les certificats, permis et autres autorisations et disposent de garanties d'approvisionnement en gaz. TransCanada peut intégrer à son tarif une disposition lui permettant de s'assurer qu'un permis d'acheminement valide préside au début du transport à partir de la province en question et de confirmer par la suite, à des intervalles raisonnables, qu'il en existe toujours un. TransCanada a déposé auprès de l'Office, le 1<sup>er</sup> mars 1989, un tarif révisé en conséquence.

TransCanada a indiqué que, puisque la section 2.3 exige de l'expéditeur des garanties d'approvisionnement en gaz et des autorisations en plus des permis d'acheminement, elle va à l'encontre de la décision de l'Office relativement à l'étape I de l'audience RH-1-88 et que c'est pour cela que la version la plus récente du contrat-type de SG de transport, déposée pendant l'audience en cours, ne comprenait pas cette section.

#### *Opinions des parties*

TransCanada a indiqué qu'une fois que les conditions de l'accord précédent auront été remplies, la section 2.3 du contrat de SG correspondant sera supprimée. Bien que l'élimination de l'article 2.3 soit sujette au consentement de l'expéditeur, TransCanada ne prévoyait que peu de difficulté en raison de la nature de la disposition. Consumers Gas et ProGas ont appuyé l'élimination de la section 2.3 du contrat de SG.

L'APC a recommandé que l'Office avise TransCanada du fait que la section 2.3 ne va pas à l'encontre de la décision RH-1-88 et qu'elle devrait continuer de faire partie des contrats de SG. L'APC a exprimé la crainte que la perte d'une autorisation réglementaire ne soit considérée, selon l'article XI des Modalités générales du tarif de TransCanada, comme un cas de force majeure. L'APC a ajouté que si l'on maintenait la section 2.3 du contrat de SG, la perte d'une autorisation réglementaire serait traitée dans le contrat et, par conséquent, ne serait pas considérée comme un cas de force majeure.

ANE a soutenu que l'Office devrait ordonner à TransCanada de modifier sa politique sur les clauses de résiliation liée à la réglementation afin que celles-ci cadrent avec les Motifs de décision GH-4-88, dans lesquels l'Office a jugé qu'il est raisonnable que les parties s'efforcent de se protéger contre des événements indépendants de leur volonté dans un milieu de réglementation changeant (où le gaz est transporté par de nombreux expéditeurs dans différents ressorts de réglementation). TransCanada a répondu qu'il ne conviendrait pas que l'Office donne une directive à cet effet puisque la question n'a pas été traitée pendant l'audience.

### *Opinions de l'Office*

À la lumière des Motifs de décision de l'Office relatifs à l'étape I de l'audience RH-1-88, il est acceptable que TransCanada raye la section 2.3 de ses contrats de SG.

L'Office n'accepte pas la conclusion de l'APC selon laquelle l'élimination de la section 2.3 des contrats de SG, qui traite de la perte d'autorisations réglementaires, signifierait que pareille perte serait considérée comme un cas de force majeure. Il faudrait probablement que la question de savoir si la perte d'une autorisation réglementaire constitue un tel cas soit débattue devant les tribunaux. L'Office s'attend à ce que TransCanada et les expéditeurs qu'elle dessert fassent preuve de jugement avant de passer un contrat de SG à long terme s'il se peut que les autorisations nécessaires ne demeurent pas en vigueur pendant la durée entière du contrat.

Quant à l'argument d'ANE selon lequel il faudrait ordonner à TransCanada d'intégrer à ses contrats de SG des clauses de résiliation liée à la réglementation, l'Office partage l'avis de TransCanada qu'il ne conviendrait pas que l'Office donne une directive à cet effet parce que la question n'a pas été traitée pendant l'audience.

# Chapitre 14

## Installations

---

### 14.1 Besoins en installations

TransCanada a soutenu que l'agrandissement de son réseau était nécessaire pour:

- i) satisfaire aux besoins prévus aux contrats de service en vigueur et aux contrats qui entreront en vigueur vers la fin de l'année contractuelle 1989-1990;
- ii) fournir un SG supplémentaire total de  $14\,746\,10^3\text{ m}^3$  ( $520,5\,10^6\text{ pi}^3/\text{j}$ ) à des clients nouveaux et existants;
- iii) rétablir la capacité qui serait perdue à cause de la réforme de trois compresseurs et l'utilisation de deux autres en tant que compresseurs auxiliaires;
- iv) assurer des pressions minimales de livraison de:
  - a) 4 000 kilopascals ("kPa") à GMi, sur le réseau de TQM, à St-Maurice, au Québec, et à Vermont Gas, à Philipsburg, au Québec,
  - b) 5 860 kPa à Napierville, au Québec, en vue de l'exportation à FSC, et
  - c) 5 427 kPa à Emerson, au Manitoba, pour l'entrée du gaz dans le réseau de Great Lakes; et
- v) assurer une protection contre la perte de compresseur le long du tronçon Western, de la canalisation Montréal et du raccourci North Bay, du prolongement St-Mathieu et de la canalisation Niagara.

Les installations proposées et leurs coûts en capital estimatifs sont indiqués au tableau 2, dans l'Aperçu, et ces installations sont illustrées à la figure 14.1 des présents Motifs.

TansCanada a indiqué que l'agrandissement approuvé de 1989, qui a fait l'objet de l'audience GH-4-88, créerait une capacité d'appoint "emprisonnée" dans le tronçon Central par suite de l'installation de compresseurs le long de ce tronçon après le début de l'année contractuelle 1989-1990. Cette capacité pourrait être utilisée si l'on construisait les installations suivantes prévues, dans la demande, pour le tronçon Western:

- deux compresseurs de 26,1 MW (aux stations 21 et 41); et
- 15,7 km de doublement d'un d.e. de 1 219 mm le long du tronçon Western.

## 14.2 Protection contre la perte de compresseur

Dans la demande de TransCanada visant des installations de 1989-1990, étudiée pendant l'audience GH-4-88, le tronçon Western était conçu pour la première fois selon les besoins des jours de pointe en hiver, y compris par la prévision d'installations assurant une protection contre la perte de compresseur essentiel. TransCanada a indiqué que même si ce tronçon avait été dans le passé conçu pour répondre aux besoins saisonniers hivernaux, différents facteurs ont fait que ce sont les jours de pointe hivernaux qui déterminent maintenant la conception critique. Ces facteurs comprennent une augmentation du facteur de la capacité saisonnière et une diminution considérable des facteurs de charge saisonniers et de la proportion de la quantité annuelle contractuelle ("QAC") (maintenant appelée "STG"). Dans ses Motifs de décision GH-4-88, l'Office a jugé approprié qu'aux fins de sa demande étudiée pendant cette audience, TransCanada fonde la conception du tronçon Western sur les jours de pointe et la construction des installations sur la protection intégrale contre la perte de compresseur essentiel.

Dans la version initiale de sa demande visant des installations de 1990, datée du 29 décembre 1988, TransCanada a maintenu la conception du tronçon Western en fonction des jours de pointe en hiver et a prévu les installations nécessaires à l'établissement d'une capacité supplémentaire permettant d'honorer à 100 % les obligations des jours de pointe même si un compresseur essentiel tombe en panne. Dans la version révisée du 3 mars 1989 de la demande, on ne prévoit plus qu'une protection à 99 % contre la perte de compresseur. Les installations nécessaires pour assurer ce degré de protection comprennent 36,4 km de doublement (coût total de 44 millions de dollars), situés principalement en aval de la station 2 et destinés à fournir une protection contre toute panne du compresseur 2 F, de 21,7 MW.

TransCanada a soutenu que sans les 36,4 km de doublement proposés, il y aurait une insuffisance de débit d'au moins  $4,82 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $170 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ), soit de 3,3 %, si le compresseur 2F tombait en panne pendant un jour de pointe coïncident.<sup>1</sup>

Force questions ont été posées à TransCanada au sujet de la fiabilité de son tronçon Western et du degré de protection contre la perte de compresseur qui y est associé. D'après la preuve, aucune panne de compresseur le long au tronçon Western n'a jamais causé de diminution de SG depuis 14 ans, et il n'y avait eu une réduction du service interruptible qu'une fois (en 1988). Des éléments de preuve supplémentaires ont indiqué les effets qu'avait eu l'importante panne survenue à la station de compression Princess de NOVA, laquelle avait nécessité qu'on ramène les débits dans le réseau de TransCanada d'environ  $100 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $3 \cdot 600 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) à seulement  $17 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $600 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) pendant trois jours en février 1980. Une proportion considérable des livraisons de TransCanada a été maintenue grâce à des accords d'échange temporaire de gaz, à des diminutions du service interruptible et d'une partie du SG ainsi qu'à des importations en provenance des États-Unis.

Bien que les offres journalières faites à TransCanada n'aient pas dépassé 98 % de ses obligations contractuelles au cours des trois derniers hivers, cette société estime qu'il se peut qu'il y ait 30 jours de pointe coïncidents en 1990-1991, principalement en raison de l'augmentation des facteurs de charge dans le Midwest des États Unis. TransCanada a soutenu que l'avenir différera du passé et que le

---

<sup>1</sup> Un jour de pointe coïncident est un jour où les offres comptent pour 100 % du total des obligations contractuelles de TransCanada.

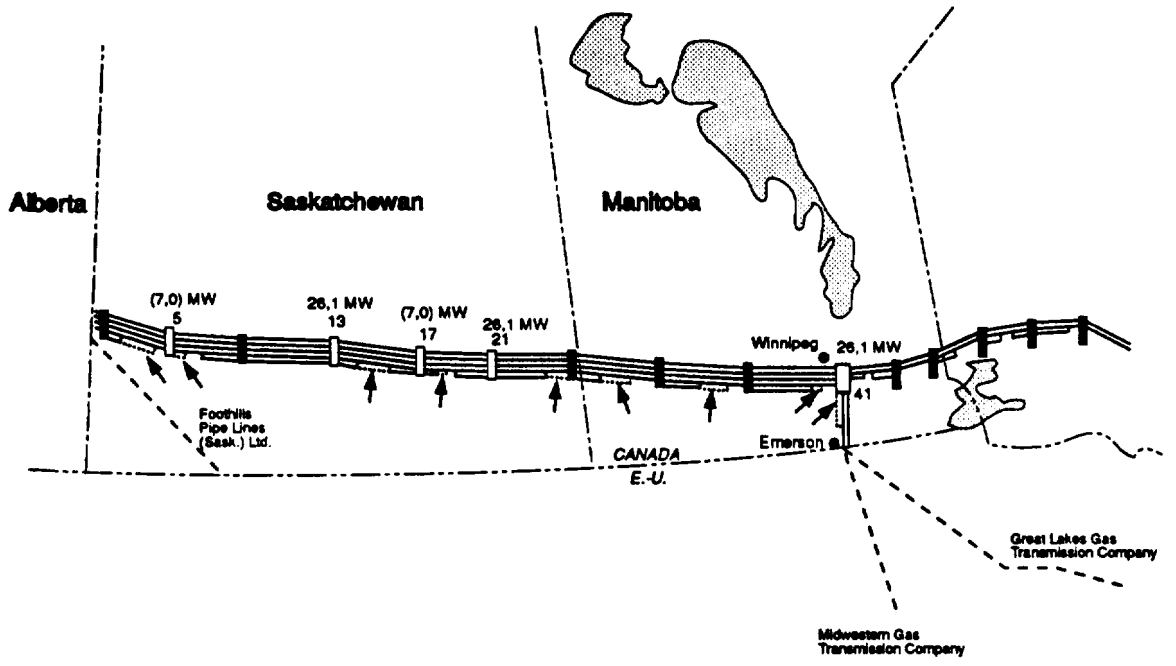
nombre prévu des jours de pointe coïncidents, jumelé à un facteur de 1,9 à 3,3 % du temps, pourrait donner lieu à des réductions de SG pendant 15 à 24 jours d'hiver en 1990-1991.

TransCanada a indiqué que les avantages suivants associés au doublement contre la perte de compresseur compenseraient l'augmentation d'environ 7,5 millions de dollars du coût du service:

- i) augmentation de la capacité saisonnière hivernale de  $170 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  ( $6 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ), qui pourrait servir à fournir du service interruptible;
- ii) réduction maximale de 4,6 millions de dollars des frais de consommation de combustible;
- iii) augmentation de la souplesse d'exploitation qui pourrait améliorer les calendriers de livraison de STG dans l'Est du Canada ou permettre le remplacement d'une partie du gaz reçu de la Saskatchewan par du gaz de l'Alberta, au besoin; et
- iv) évitement du supplément de prime nécessaire pour assurer le risque de cas de force majeure associé aux pannes de compresseur.

TransCanada a déclaré que la perception de la croissance du marché par l'Office et les positions des clients et expéditeurs sur la fiabilité du service sont d'importantes considérations aux fins de l'évaluation du projet de construction d'installations destinées à assurer une protection à 99 % contre la perte de compresseurs.

TransCanada a indiqué qu'elle étudiait, à titre de solution de rechange à la protection contre la perte de compresseur, la possibilité d'établir un service garanti interruptible limité ("SGIL") afin qu'une panne de compresseur ne cause pas une réduction du SG. Selon TransCanada, on pourrait commencer à fournir pareil service d'ici 1991-1992 afin d'éliminer le besoin d'installations assurant une protection contre la perte de compresseur pour cette année contractuelle (installations dont le coût estimatif serait de 92 millions de dollars). TransCanada a ajouté qu'elle n'entend pas inclure les installations destinées à assurer une protection contre la perte de compresseur dans sa prochaine demande importante visant des installations.



**Légende**

- Pipeline existant et approuvé
- Pipeline proposé (doublement)
- Station de compression existante
- 26,1 MW Station de compression existante plus additions proposées (réformes) en MW
- 13
- △ Station de compression proposée

**Figure 14-1**  
**TransCanada PipeLines Limited**  
**Emplacement des installations visées par la demande<sup>1</sup>**

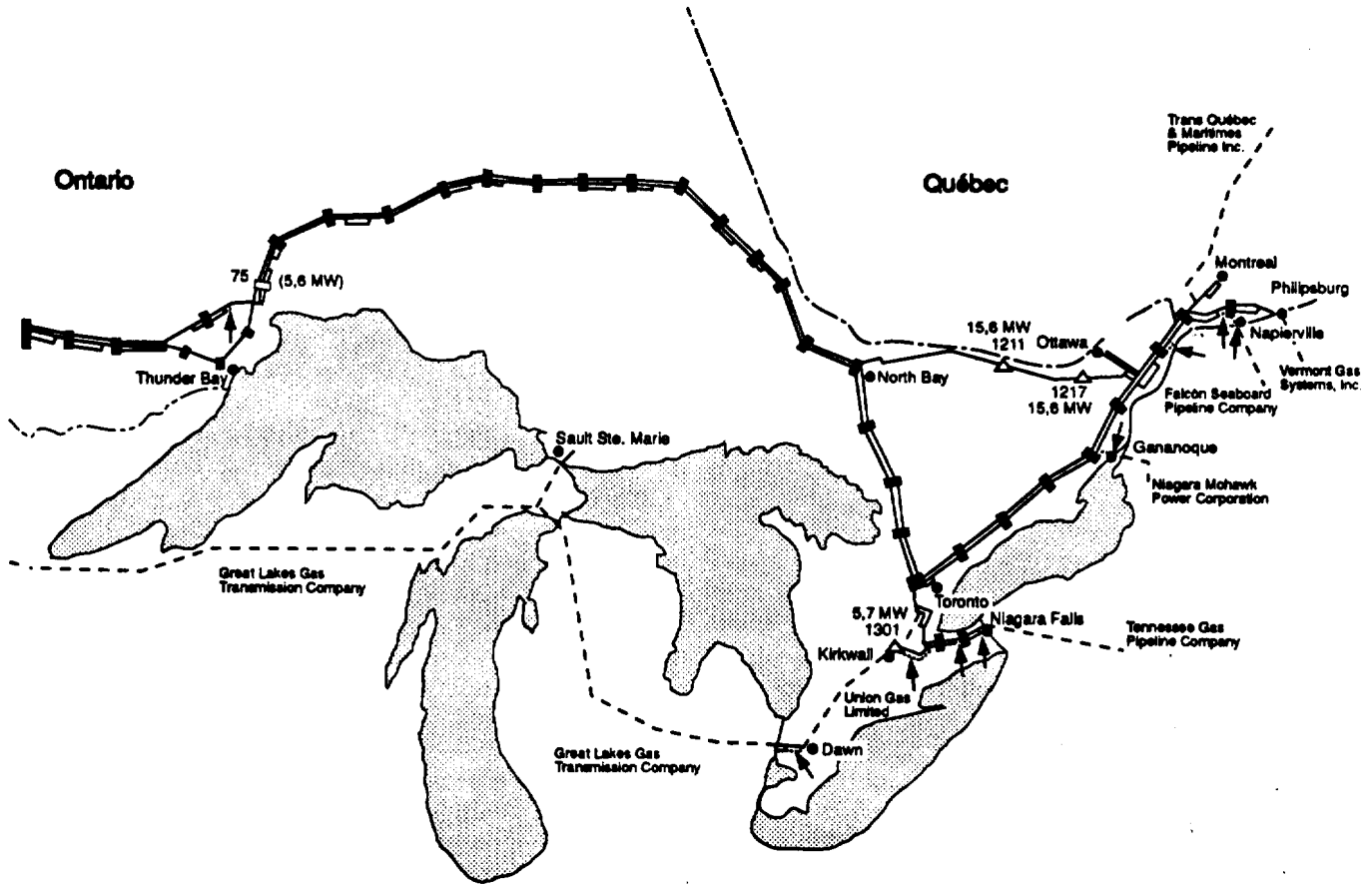
1 Y compris les installations exemptées aux termes des ordonnances XG-1-89, XG-2-89 et XG-8-89



Figure 14-1

## TransCanada PipeLines Limited

### Emplacement des installations visées par la demande<sup>1</sup>



<sup>1</sup> Y compris les installations exemptées aux termes des ordonnances XG-1-89, XG-2-89 et XG-8-89

### *Opinions des intervenants*

L'APC a soutenu que le coût de la protection contre la perte de compresseur devrait être compensé par les avantages que procure une telle protection. Le degré de protection devrait être déterminé en fonction de l'évaluation du risque de panne de compresseur essentiel pendant un jour de pointe coïncident, et du coût de la protection. L'APC a signalé des preuves selon lesquelles le risque de réduction de service est faible et montrant qu'on a déjà la latitude nécessaire pour faire face à des pannes mineures. L'APC a déclaré que la protection à 99 % proposée par TransCanada devrait être le degré maximal de protection pouvant être incorporé à la conception des installations du tronçon Western.

L'ASPIC a indiqué que les installations destinées à assurer la protection en question devraient être approuvées non pas globalement, mais individuellement. L'ASPIC croyait que les considérations présentées par TransCanada pour justifier ces installations étaient raisonnables, compte tenu des facteurs de charge prévus et des agrandissements subséquents projetés. Toutefois, l'ASPIC a incité l'Office à examiner soigneusement si la proposition de TransCanada constitue le moyen le plus économique d'assurer la protection contre la perte de compresseur.

Consumers Gas a soutenu que TransCanada devrait être tenue d'honorer ses obligations en matière de SG dans toutes les circonstances prévisibles, et qu'une panne de compresseur est un événement prévisible. Consumers Gas a exprimé la crainte que, si TransCanada peut compenser une réduction de débit d'1 % par rapport à ses besoins, elle n'ait par contre du mal à faire face à une réduction de 3,3 %. C'est pourquoi Consumer Gas a exprimé son appui à l'égard de la protection à 99 % qui est proposée par TransCanada contre la perte de compresseur le long du tronçon Western.

D'autres grands distributeurs tels qu'Union, GMi et ICG Ontario ont appuyé la proposition de TransCanada en matière de protection contre la perte de compresseur, GMi préconisant un degré de protection de 100 % le long du tronçon Western. Les facteurs indiqués par ces parties comprennent l'importance de la fiabilité du service, le coût relativement faible des installations nécessaires à la protection et les avantages accessoires tels que les économies de combustible et la capacité de prestation de service interruptible.

La CCPA a déclaré qu'il faudrait incontestablement protéger contre la perte de compresseur les réseaux en aval des installations de stockage. La CCPA a soutenu que dans le cas des réseaux d'amont, tels que le tronçon Western, bien que la probabilité de panne de compresseur tombant un jour de pointe coïncident soit très faible selon l'expérience récente, les conséquences de pareil événement justifient les dépenses nécessaires à la protection contre la perte de compresseurs.

Toutes les parties ont appuyé, en général, le maintien d'une pleine protection contre la perte de compresseur dans le cas des réseaux en aval des installations de stockage, tels que le raccourci North Bay, la canalisation Montréal, la canalisation Niagara et le prolongement St-Mathieu. De plus, toutes les parties se sont prononcées en faveur de la mise en oeuvre du SGIL proposé par TransCanada dès que cela sera possible.

### *Opinions de l'Office*

L'évaluation du besoin d'installations pour assurer une protection contre la perte de compresseur devrait tenir compte du coût des installations, de la probabilité de panne d'un compresseur essentiel, de la probabilité de jour de pointe coïncident, et de la probabilité de panne un jour de pointe coïncident. De plus, d'autres facteurs entrent en ligne de compte, tel la souplesse du réseau en aval, les autres options d'approvisionnement possibles, les faits antérieurs de l'exploitation jumelés aux projections du marché, et les répercussions de l'incapacité de TransCanada d'honorer ses obligations de prestation de SG.

L'Office n'est pas convaincu que la demande du Midwest et du Nord-Est des États-Unis sera telle que les jours de pointe coïncidents seront aussi fréquents que TransCanada l'a prévu (c'est-à-dire, qu'il y aurait 30 jours de pointe coïncidents en 1990-1991). La combinaison d'un facteur de quelques jours de pointe coïncidents par année et d'une indisponibilité moyenne de 2,5 % des compresseurs porte à croire que d'importantes réductions de SG seront peu probables pendant l'hiver de 199-1991.

L'Office constate que les pannes de compresseur de TransCanada le long du tronçon Western n'ont jamais donné lieu à une réduction de SG, même pendant la période de 1977 à 1979, où les facteurs de charge de TransCanada ont été relativement élevés. Le service a été considérablement perturbé pendant la froide semaine de février 1980 où la station de compression Princess de NOVA a été détruite. TransCanada a perdu 80 % de sa capacité de réception pendant trois jours et n'a recommencé à recevoir des pleins débits de NOVA que l'hiver suivant. La capacité de l'industrie du gaz de s'adapter à une situation d'urgence pareillement grave indique que les effets de réductions de capacité peu fréquentes d'environ 3 % seraient supportables.

Des facteurs tels que le stockage souterrain de grandes quantités de gaz en aval, soit dans le sud-ouest de l'Ontario et au Michigan, l'existence de plusieurs points de réception en aval de la station 2, et le fait que Foothills dessert, grâce à son tronçon de l'Est, les marchés du Midwest des États-Unis, fournissent une grande marge de manoeuvre pour régler les problèmes d'exploitation du tronçon Western du réseau de TransCanada. De plus, TransCanada dispose de plusieurs exemplaires de réserve des principales composantes de ses gros turbocompresseurs, ce qui réduirait au minimum l'incidence de pannes de compresseur prolongées qui pourraient nuire à la capacité saisonnière. L'Office encourage TransCanada à lui présenter le plus tôt possible son projet de SGIL propre à lui assurer une latitude supplémentaire en matière d'exploitation.

Pour le moment, l'Office croit toujours que la conception des tronçons situés en aval des installations de stockage devrait leur assurer une pleine protection contre la perte de compresseur.

### **Décision**

**L'Office a décidé de ne pas approuver les installations destinées à permettre la protection contre la perte de compresseurs du tronçon Western pendant les jours de pointe pour l'année de conception 1990-1991. TransCanada verra à ce que les installations construites le long de ce tronçon ne comprennent que celles dont elle a besoin pour honorer ses obligations contractuelles relatives aux jours de pointe ou répondre aux besoins saisonniers hivernaux sans protection contre la perte de compresseur.**

## **14.3 Installations particulières**

### **14.3.1 Tronçon Western**

La majeure partie des installations proposées par TransCanada se trouvera le long du tronçon Western de son réseau. La demande du 29 décembre 1988 portait sur 290 km de doublement de 1 219 mm le long de la canalisation 100-5, deux compresseurs de 26,1 MW et un compresseur de 16 MW. Pendant l'audience, TransCanada a proposé de remplacer le compresseur de 16 MW par un compresseur de 26,1 MW et de procéder à une conversion de conduites d'arrivée axiales des compresseurs, ramenant ainsi à 278,6 km le doublement total nécessaire. Le coût estimatif des installations proposées pour le tronçon Western dans la demande révisée était de 419,4 millions de dollars, sans compter une affectation de 8,6 millions de dollars aux pièces de rechange des nouveaux compresseurs.

TransCanada a soutenu que les installations proposées assureraient:

- i) la capacité supplémentaire nécessaire pour répondre aux besoins des jours de pointe en service garanti et à l'augmentation prévue des facteurs de charge correspondant aux services existants;
- ii) le rétablissement de la capacité perdue à cause de la réforme proposée de deux compresseurs et de l'utilisation de deux autres en tant que compresseurs auxiliaires; et
- iii) la protection contre la perte de compresseur essentiel le long du tronçon Western pendant les jours de pointe hivernaux (voir la section 14.2 des présents Motifs).

Les installations proposées feraient passer la capacité de jour de pointe du tronçon Western de quelque  $134 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  ( $4\,730 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) à environ  $153 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $5\,410 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) de 1989-1990 à 1990-1991, dans des conditions de disponibilité de tous les compresseurs. Après avoir évalué cinq conceptions possibles prévoyant différentes combinaisons de doublements et de compresseurs, TransCanada a conclu que la solution retenue présentait la plus faible valeur courante de frais annuels de propriété et d'exploitation ("FAPE"). Son analyse était fondée sur l'hypothèse d'une croissance de  $17 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $600 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) des marchés de l'Est en 1991-1992.

La réforme, au plus tard en 1991, de deux turbocompresseurs Clark de 7 MW installés en 1960 aux stations 5 et 17, situées en Saskatchewan, serait nécessitée par la faible efficacité de leur consommation de combustible, leur faible fiabilité, leur désuétude et l'absence de pièces de rechange. C'est pourquoi les deux compresseurs parallèles Westinghouse de 7,5 MW des stations 5 et 17 seront exploités à titre de compresseurs auxiliaires. De plus, les installations proposées par TransCanada

quant au tronçon Western comprennent un doublement de 21,3 km, dont le coût total serait de 23,6 millions de dollars, destiné à rétablir la capacité du tronçon après la réforme des compresseurs.

Par suite de la panne, survenue en décembre 1988, d'une turbine à haute pression du compresseur Clark de la station 17, TransCanada a décidé de réformer ce compresseur un an avant la date prévue. C'est pourquoi TransCanada a déposé une demande, conformément à l'article 58 de la Loi, au sujet d'un doublement qui permettrait de rétablir la capacité, en 1989, après la réforme anticipée du compresseur en question. L'Office a approuvé cette demande en vue de la construction, en 1989, de 9,9 km de doublement aux termes de l'ordonnance XG1-89 (voir l'annexe III).

### **14.3.2 Prolongement Emerson**

Dans sa demande initiale, TransCanada projetait d'installer 63,8 km de doublement de 914 mm le long de la canalisation 400-3 du prolongement Emerson et d'agrandir la station de comptage Emerson. Par la suite, la société a révisé sa demande de manière à porter le diamètre du doublement à 1 219 mm et à en ramener la longueur à 48,3 km, réduisant ainsi au minimum la possibilité du besoin futur d'une quatrième canalisation. Le coût total estimatif des installations révisées est de 72,7 millions de dollars.

Les installations supplémentaires prévues pour le prolongement Emerson feraient augmenter la capacité et la pression de livraison au réseau de Great Lakes. Celle-ci a demandé qu'on porte la pression de livraison de 5 171 kPa à 5 426 kPa afin d'éliminer le besoin d'installer un compresseur supplémentaire à sa station 1, située immédiatement en aval de la frontière canado-américaine.

Après avoir approuvé expéditivement la demande, présentée par TransCanada conformément à l'article 58 de la Loi, au sujet de la construction de 6,4 km de doublement en 1989 pour desservir Midwestern Gas Transmission Company ("Midwestern") et Northridge, l'Office a approuvé l'augmentation du diamètre du doublement (ordonnance AO-1-XG-1-89).

### **14.3.3 Tronçon Central**

Les nouveaux volumes prévus pour les marchés intérieur et de l'exportation nécessiteraient un agrandissement suffisant du tronçon Central et du réseau de Great Lakes pour répondre aux besoins à l'est de la station 41. TransCanada a présenté trois conceptions possibles correspondant à différentes répartitions des débits supplémentaires entre son tronçon Central et le réseau de Great Lakes, compte tenu d'un accroissement additionnel en 1991-1992. La comparaison de la valeur courante des FAPE associés à des répartitions à 0/100, 20/80 et 45/55 % a indiqué que la solution la plus économique consisterait à faire passer par les réseaux de Great Lakes et de Union tous les débits supplémentaires de 1990-1991 qu'on ne pourrait assurer grâce aux installations déjà approuvées.

Bien que les débits supplémentaires de 1990-1991 n'exigent pas d'installations particulières le long du tronçon Central, TransCanada a proposé de construire 8,5 km de doublement le long de la dérivation Thunder Bay (au coût de 11,3 millions de dollars) afin de rétablir la capacité de ce tronçon qui serait perdue à cause de la réforme d'un compresseur Orenda de 5,6 MW à la station 75. Un compresseur parallèle Westinghouse de cette station serait mis en service auxiliaire.

#### 14.3.4 Prolongement Dawn

Le projet de TransCanada consistant à assurer tous les débits supplémentaires de 1990-1991 grâce à l'agrandissement du réseau de Great Lakes exigerait l'addition de 11,6 km de doublement de 914 mm le long du prolongement Dawn. Afin d'augmenter la sécurité de l'approvisionnement, TransCanada a proposé de compléter le doublement du prolongement Dawn en installant un total de 14,5 km de conduite. Le coût total des installations proposées relativement au prolongement Dawn, y compris l'agrandissement de la station de comptage Dawn, serait de 13,6 millions de dollars.

#### 14.3.5 Canalisation Kirkwall

La demande de TransCanada du 29 décembre 1988 était fondée sur l'hypothèse de la construction par cette société, en 1989, de la canalisation Kirkwall de 914 mm, approuvée auparavant par l'Office aux termes du certificat GC-73. Cette canalisation était censée transporter les exportations supplémentaires de Niagara sur une distance de 31 km du réseau de Union à la canalisation Niagara de TransCanada, à un point situé près de la station 209. La canalisation Kirkwall de TransCanada aurait été parallèle à l'actuelle canalisation Kirkwall de Union et aurait permis la réduction de catégorie de la canalisation 200-1 de TransCanada entre la VCP 207 et la VCP 209.

TransCanada a modifié sa demande le 3 mars 1989 de manière à prévoir la construction, au coût de 177 millions de dollars, d'une canalisation Dawn s'étendant sur 206 km, de Dawn à Neale Junction, en amont de la station 209. Par la suite, les négociations entre TransCanada et Union ont abouti à un accord permettant à TransCanada d'acheter la canalisation Kirkwall de Union, dont le diamètre est de 610 mm, et de retirer son projet de canalisation Dawn.

Dans la version révisée du 10 mai 1989 de sa demande, TransCanada ne prévoyait plus de canalisation Dawn mais proposait un doublement de 762 mm de la canalisation Kirkwall qu'elle entendait acheter de Union. TransCanada n'a pas jugé pratique de ne procéder qu'à un doublement partiel même si cela suffirait pour répondre aux besoins de 1990-1991. La canalisation Kirkwall se trouve sur des terres appartenant à Ontario Hydro, qui, selon TransCanada, ne consentirait vraisemblablement pas à la construction de vanne de raccordement au-dessus du sol associé à un doublement partiel, en raison des dangers que présente la tension induite.

De plus, la demande révisée prévoyait le déplacement d'un compresseur de 5,7 MW de la station 147 à une nouvelle station qui serait construite (au coût estimatif de 5,8 millions de dollars) près de la VCP 1301, à la jonction entre la canalisation Kirkwall et la canalisation principale de Union. Toutefois, TransCanada a indiqué qu'en raison des retards qu'étaient censées accuser les exportations proposées de Shell/CETI, le déplacement ne serait nécessaire que pendant l'année contractuelle 1991-1992. TransCanada projette de construire la station en question afin de satisfaire aux besoins supplémentaires associés au projet d'exportation d'Empire State Pipeline Company ("Empire State"), s'ils se concrétisent en 1990-1991.

TransCanada a déclaré que la capacité de débit de la canalisation existante Niagara/Kirkwall était d'environ  $18,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $660 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ), compte tenu de l'acquisition récente de la canalisation Kirkwall de 610 mm et la réduction de catégorie de la canalisation Niagara (conduite 200-1). L'addition du doublement proposé de 32,5 km de la canalisation Kirkwall et le déplacement d'un compresseur de 5,7 MW de la canalisation Montréal au raccordement Kirkwall porteraient à  $30,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $1\,066 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ )

la capacité totale pendant les jours de pointe, en cas de perte du compresseur essentiel. Le coût estimatif des installations prévues pour la canalisation Kirkwall serait de 35,1 millions de dollars.

#### **14.3.6 Canalisation Niagara**

TransCanada a proposé de construire 21,4 km de doublement d'un diamètre de 914 mm le long de la canalisation Niagara en aval de la station 209, afin de compléter la conduite 200-2 de Neale Junction à la rivière Niagara (au coût estimatif de 34,9 millions de dollars). Cela, jumelé aux installations prévues pour la canalisation Kirkwall, créerait un réseau de transport rapide en haute pression de la canalisation principale de Union à Niagara Falls, principalement afin de fournir  $18,6 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $655 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) de capacité d'exportation au Nord-Est des États-Unis. Le pression de la canalisation Niagara (conduite 200-1) serait ramenée à 4 480 kPa entre la VCP 207 et la VCP 215, ce qui éliminerait le besoin de remplacements de conduite qui coûteraient environ 16 millions de dollars. De plus, la demande prévoit l'établissement d'une station de comptage au point d'exportation de Niagara (au coût estimatif de 3,5 millions de dollars). Cette station comprendrait cinq nouvelles conduites de comptage et deux autres qui seront réinstallées à partir de la station existante, laquelle sera démontée et réformée.

#### **14.3.7 Raccourci/North Bay**

TransCanada a soutenu que les augmentations prévues des livraisons sur le marché intérieur et à l'exportation à l'est de Toronto nécessitaient une augmentation de la capacité relative aux jours de pointe du raccourci North Bay et de la canalisation Montréal. Après avoir évalué les options d'addition de compresseurs soit de 9,4 MW, soit de 15,6 MW le long du raccourci North Bay, TransCanada a décidé que l'option des compresseurs de 15,6 MW était optimale. Le conception du réseau en question en fonction des jours de pointe comprenait également une protection contre la perte de compresseur essentiel et une pression minimale de livraison garantie de 4 000 kPa (nécessaire selon les Motifs de décision GH-2-87 de l'Office).

TransCanada a indiqué initialement qu'il faudrait installer une nouvelle station de compression comprenant deux compresseurs de 15,6 MW à la VCP 1211 en 1990-1991. Le deuxième compresseur serait nécessaire pour assurer une protection en cas de panne du premier. Pour dissiper les craintes de l'Office au sujet de l'opportunité de l'emplacement aux fins de l'installation d'une si importante station et du fait qu'il n'y aurait qu'un compresseur à la fois qui fonctionnerait, TransCanada a révisé sa demande afin de prévoir deux stations comprenant chacune un compresseur de 15,6 MW, l'une à la VCP 1211 et l'autre à la VCP 1217 (au coût estimatif de 43,9 millions de dollars).

Bien que le coût en capital associé à cette proposition est plus élevé que celui de la construction d'une seule station plus grande, sa réalisation aurait les avantages suivants:

- i) la capacité relative aux jours de pointe augmenterait d'environ 2,0 %;
- ii) les deux compresseurs pourraient fonctionner simultanément, assurant une souplesse d'exploitation;
- iii) la conception permettrait le déplacement du compresseur portatif de 5,7 MW de la station 147, située en aval, à la station de compression Kirkwall proposée; et
- iv) la configuration cadrerait encore avec l'agrandissement optimal de ce réseau à long terme.

### **14.3.8 Canalisation Montréal**

TransCanada a proposé de construire 13,9 km de doublement d'un diamètre de 914 mm en aval de la station 147, située près de Cornwall, en Ontario, à un coût estimatif de 14,8 millions de dollars. Ces installations garantiraient la réponse aux besoins des jours de pointe en cas de perte de compresseur essentiel et permettraient de porter la pression minimale de livraison à GMi, à la station de comptage St-Maurice appartenant au réseau de TQM, de 2 800 kPa à 4000 kPa.

Même si le point de livraison St-Maurice fait partie du réseau de TQM, TransCanada a soutenu qu'elle était obligée d'y assurer une pression minimale de livraison de 4 000 kPa en raison de la décision GH-2-87 de l'Office au sujet de la pression minimale de livraison stipulée dans le tarif de TransCanada.

### **14.3.9 Prolongement St-Mathieu**

TransCanada a déclaré qu'elle aurait besoin de 12,1 km de doublement d'un diamètre de 508 mm en amont de la station 802 afin d'assurer les livraisons supplémentaires prévues à GMi, les nouvelles exportations proposées à Falcon Seaboard et des pressions minimales de 4 000 kPa à la livraison à Vermont, à partir de Philipsburg, et de 5 860 kPa à la livraison à Falcon Seaboard, à partir de Napierville. Toutefois, TransCanada a proposé, en outre, l'installation de 4,0 km additionnels de conduite afin de compléter le tronçon de doublement de manière à assurer une sécurité d'approvisionnement aux marchés en aval. C'est pourquoi TransCanada a incorporé à sa demande 16,2 km de doublement dont le coût estimatif est de 9,7 millions de dollars. Selon TransCanada, sa conception proposée comportait des FAPE nets inférieurs à ceux de toute autre combinaison possible de doublement et de compression.

### **14.3.10 Prolongement Napierville**

La demande comprenait 35,5 km de conduite nouvelle allant de la sortie de la station 802 à un point d'exportation situé près de Napierville, au Québec. Cette conduite de 323 mm de diamètre servirait à l'exportation proposée de  $1\,530\,10^3\text{ m}^3/\text{j}$  ( $54\,10^6\text{ pi}^3/\text{j}$ ) par FSC à Falcon Seaboard. Le coût total du projet, y compris la station de comptage Napierville, est d'environ 15,8 millions de dollars. L'Office n'a pas encore traité la demande de licence d'exportation qu'a présentée FSC.

### **14.3.11 Prolongement Gananoque**

TransCanada a proposé de construire un nouvel embranchement d'un diamètre de 406 mm sur une distance de 25,5 km entre Gananoque, en Ontario, et la frontière entre le Canada et les États-Unis, près de l'île Wolfe située dans le fleuve Saint-Laurent, afin d'assurer de nouvelles exportations de  $1\,440\,10^3\text{ m}^3/\text{j}$  ( $51\,10^6\text{ pi}^3/\text{j}$ ) à Niagara Mohawk. L'élément canadien du gazoduc comprendrait deux croisements de chenal et une partie d'un troisième croisement à la frontière. Le prolongement, y compris la station de comptage sur l'île Wolfe, coûterait environ 25,7 millions de dollars.

Durant et après l'audience GH-1-89, l'Office a reçu de nombreuses lettres dans lesquelles on commentait le tracé général et on exprimait des inquiétudes en matière d'environnement au sujet du prolongement Gananoque. Dans bon nombre des lettres reçues après la clôture de l'audience, on pressait l'Office de reprendre l'audience GH-1-89 afin que puisse être entendue des preuves supplémentaires sur ces questions



Dans une lettre datée du 2 août 1989, l'Office a informé les parties que le prolongement Gananoque proposé ne serait nécessaire que si la demande présentée par WGML/TransCanada visant des exportations à Niagara Mohawk Power Corporation était approuvée. Il a également indiqué que si cette demande était approuvée, l'audience GH-1-89 serait réouverte en vue d'entendre les preuves supplémentaires au sujet du prolongement Gananoque proposé.

Dans sa décision du 20 novembre 1989 relativement aux demandes visant des exportations, (voir annexe II), l'Office a rejeté la demande de WGML/TransCanada visant la délivrance d'une licence d'exportation. Par conséquent, l'Office a avisé TransCanada, dans une lettre également datée du 20 novembre 1989, que sa demande de certificat relativement au prolongement Gananoque et des installations de comptage connexes était rejetée et que l'audience GH-1-89 ne serait pas réouverte.

### *Opinions de l'Office*

La majeure partie des installations visées par la demande constitue un agrandissement approprié du réseau de TransCanada pour répondre aux besoins prévus pour 1990-1991, tant sur le marché intérieur que sur le marché de l'exportation, et permettre la réforme de certains vieux compresseurs.

L'Office constate que la réinstallation du compresseur de 5,7 MW au raccordement Kirkwall, à la VCP 1301, ne serait pas nécessaire pour satisfaire aux besoins du réseau Kirkwall/Niagara pour l'année de conception, à moins que le projet d'Empire State commence à être réalisé. Or, puisque ce projet d'exportation n'a pas été étudié pendant l'audience GH-1-89 et fera l'objet d'une demande distincte, l'Office n'est pas disposé à approuver pour le moment la construction de la station de compression de 5,7 MW susmentionnée.

L'Office constate que les installations relatives à la canalisation Montréal sont associées à la prestation d'une pression minimale de livraison à partir du réseau de TQM. Les droits liés à la pression de livraison qui seront associés à ce service, s'il y a lieu, feront l'objet d'une audience future sur les droits.

L'Office a rejeté la demande de TransCanada visant la construction du prolongement Gananoque parce que la demande visant des exportations présentée par WGML/TransCanada avait été rejetée et que, de ce fait, les installations proposées dans le cadre du projet Gananoque n'étaient plus nécessaires.

Si l'Office avait approuvé la demande visant des exportations présentée par WGML/TransCanada, l'audience GH-1-89 aurait été réouverte afin que soit entendue des preuves supplémentaires relativement au prolongement Gananoque. Puisque le dossier relatif à ces installations n'a pas été complété, les présents Motifs ne traiteront pas davantage du prolongement Gananoque et des installations de comptage connexes.

### **Décision**

**L'Office recommandera au gouverneur en conseil qu'un certificat soit délivré à l'égard des installations visées par la demande, à l'exception des suivantes:**

- i) le déplacement proposé du compresseur de 5,7 MW au raccordement Kirkwall, à la VCP 1301;**
- ii) les installations destinées à assurer une protection contre la perte de compresseur le long du tronçon Western de TransCanada; et**
- iii) le prolongement Gananoque ainsi que les installations de comptage connexes.**

**Le certificat, si délivré par l'Office, sera sujet aux modalités que comprend la décision du 21 août 1989 de l'Office (voir l'annexe VIII).**

#### **14.4 Modalités techniques des certificats**

TransCanada a été priée de présenter des commentaires sur l'opportunité de certaines modalités techniques qui ont été jointes aux certificats antérieurs. Ces modalités exigent la présentation:

- (i) d'un calendrier de construction détaillé, 10 jours avant le début de la construction;
- (ii) de bordereaux d'alignement de canalisation, de dessins de construction et de devis généraux et propres aux projets, 10 jours avant le début de la construction;
- (iii) de mises à jour du calendrier de construction, pendant la construction, si des changements importants se produisent;
- (iv) de rapports mensuels sur l'avancement des travaux et les coûts de construction;
- (v) de méthodes certifiées de soudage et d'essai non destructif, dans un délai de 21 jours après le début du soudage du gazoduc; et
- (vi) d'un rapport détaillé des coûts engagés pendant la construction et des raisons de tout écart appréciable par rapport aux estimations antérieures à la construction, dans un délai de six mois après la mise en service des installations.

TransCanada a indiqué qu'elle ne voyait aucun inconvénient important à se conformer aux modalités techniques, mais a proposé que:

- relativement au point (ii), seuls trois exemplaires de chaque dessin soient déposés auprès de l'Office; et

- relativement au point (iv), la fréquence et la méthode de présentation des rapports soient déterminés d'un commun accord entre TransCanada et l'Office après la publication de la décision.

### *Opinions de l'Office*

Pour permettre à l'Office de contrôler et d'inspecter dûment la construction des installations ainsi que de surveiller les coûts des projets, tout certificat délivré à l'égard des installations proposées devrait comprendre des conditions exigeant la présentation de calendriers de construction, de mises à jour de ces calendriers, de dessins, de devis et de rapports sur les coûts de construction. L'Office tiendra compte des suggestions de TransCanada au sujet des modalités techniques.

### **Décision**

**L'Office recommandera au gouverneur en conseil que tout certificat délivré par l'Office à l'égard des installations visées par la demande sera sujet aux dispositions stipulées ci-dessus.**

# Chapitre 15

## Transport pas les réseaux de Great Lakes et de Union

---

TransCanada a indiqué qu'elle pouvait répondre aux besoins prévus pour l'année contractuelle 1990-1991 à des frais minimaux en passant un contrat visant l'augmentation du transport par les réseaux de Great Lakes et de Union plutôt qu'en agrandissant le tronçon Central de son propre réseau.

### 15.1 Great Lakes

TransCanada a soutenu que pour réduire au minimum les coûts de construction et les frais d'exploitation des installations proposées, il lui faudrait faire augmenter de  $11,836 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $417,5 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) son service de transport T-4 sur le réseau de Great Lakes. Cela porterait à  $35,55 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $1\,255 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) le volume de gaz transporté grâce à ce service, du point d'interconnexion des réseaux de TransCanada et de Great Lakes situé près d'Emerson, au Manitoba, à des points se trouvant à la frontière près de Sault-Sainte-Marie et de Sarnia, en Ontario. La prévision d'une augmentation de  $11,836 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $417,5 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) est fondée sur l'hypothèse de la réception d'une autorisation réglementaire des États-Unis à l'égard demande antérieure de  $1,770 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $62,5 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) en vue d'une augmentation du service T-4 à partir du 1<sup>er</sup> novembre 1989.

Pour pouvoir répondre à la demande de TransCanada visant une augmentation du service T-4, Great Lakes a déposé une demande auprès de la FERC conformément au paragraphe 7(c) de la *Natural Gas Act* des États-Unis, en date du 24 février 1989, afin d'obtenir l'autorisation d'installer un total de 735 km (459,6 milles) de gazoduc et 25 roues motrices, au coût en capital estimatif de 438,5 millions de dollars US.

TransCanada a soutenu qu'il était d'une importance cruciale que les installations nécessaires à Great Lakes soient approuvées à temps. À cet effet, TransCanada a proposé de geler la conception de ses propres installations à un certain degré de capacité afin qu'il n'y ait pas lieu de modifier la demande de Great Lakes en raison des besoins de TransCanada. TransCanada avait cru comprendre que toute modification de cette demande retarderait son examen par la FERC.

TransCanada a indiqué, dans sa plaidoirie, que l'agrandissement du réseau de Great Lakes pourrait être achevé à temps pour que le service supplémentaire puisse être fourni à partir du 1<sup>er</sup> novembre 1990, si les autorisations réglementaires des États-Unis étaient accordées au plus tard pendant l'automne de 1989.

De plus, il a été dit que si TransCanada appuyait les commandes de matériaux nécessaires à l'agrandissement du réseau de Great Lakes, la date de mise en service du 1<sup>er</sup> novembre 1990 pourrait être respectée, pourvu que l'on reçoive l'autorisation de la FERC au plus tard en mars 1990. TransCanada a déclaré qu'elle déciderait, en septembre 1989, d'épauler ou non Great Lakes. Elle a précisé qu'elle exigerait peut-être préalablement des engagements des expéditeurs quant à des besoins supplémentaires.

Aucun intervenant n'a présenté d'observations sur le degré approprié du service de transport par le réseau de Great Lakes.

### *Opinions de l'Offre*

Comme il est indiqué dans la sous-section 14.3.3 des présents Motifs, l'évaluation de la répartition des débits entre le tronçon Central et le réseau de Great Lakes qui a été réalisée par TransCanada a révélé que la conception la moins coûteuse à réaliser consisterait à faire passer les débits supplémentaires de 1990-1991 par le réseau de Great Lakes.

Selon la preuve, l'Office juge que la conception la moins coûteuse nécessite une augmentation du recours au service de transport T-4 de  $11,826 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $417,5 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) pour répondre aux besoins prévus par TransCanada. À la lumière de sa décision sur la capacité non attribuée qui figure à la section 12.4 des présents Motifs, l'Office s'attendrait, si le niveau de service de transport à obtenir de Great Lakes diminue à cause d'une réduction correspondante des besoins en SG fourni par le réseau de TransCanada, à ce que TransCanada prenne toute mesure nécessaire pour réduire son service T-4, minimisant ainsi le coût de son service.

## **15.2 Union**

TransCanada avait initialement demandé une augmentation de  $12,65 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $446,7 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) de son niveau de service M12 par le réseau de Union pour l'année contractuelle 1989-1990, ce qui aurait porté le total du service de transport contractuel du prolongement Dawn à la canalisation Oakville ou Kirkwall à  $25,33 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $894,3 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ). Pendant l'audience, TransCanada a ramené ce niveau de service à  $24,77 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $874,4 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) d'après sa prévision révisée des besoins. Les installations de Union qui sont nécessaires, d'un coût estimatif de 95,3 millions de dollars, devaient faire l'objet d'une demande déposée auprès de la CÉO.

Aucun intervenant n'a présenté d'observations sur le degré approprié du service de transport par le réseau de Union.

### *Opinions de l'Office*

Selon l'évaluation de la répartition des débits entre le tronçon Central et le réseau de Great Lakes qui a été réalisée par TransCanada, l'Office juge que le niveau nécessaire de service de transport M12 de Union est de  $24,770 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $874,4 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ). Si les besoins de TransCanada pour l'année 1990-1991 changent de manière à réduire le niveau nécessaire de service M12, l'Office s'attendra à ce que TransCanada prenne toute mesure nécessaire pour réduire sa demande de service M12 afin de maintenir au minimum le coût de son propre service.

# Chapitre 16

## Modalités applicables aux besoins

---

TransCanada a indiqué que, vu le nombre des nouveaux expéditeurs (sur les marchés tant intérieur que de l'exportation) dont les besoins étayent la demande, les installations précises dépendront de la combinaison particulière de services à l'égard desquels toutes les autorisations réglementaires auront été obtenues et qui feront l'objet de contrats de transport. C'est pourquoi il n'a pas été possible de déterminer, au moment de l'audience, toutes les installations associées aux nouvelles exportations.

TransCanada a déclaré qu'il pourrait se produire, avant novembre 1990, des changements des besoins de base, c'est-à-dire des besoins qu'on aura supposé avoir commencé à être satisfaits au début de l'année contractuelle 1990-1991, qui pourraient influencer les installations visées par la demande. TransCanada a expliqué que sa prévision de base, qui comprend des estimations des facteurs de charge, est fondée sur l'expérience acquise et les conseils reçus des clients. Elle a précisé que les expéditeurs dont les contrats de service expirent ne sont nullement tenus d'exprimer leur intention de reconduire leur contrat plus de six mois avant la date de reconduction, ce qui rend difficile la prévision exacte des besoins de base.

### *Opinions de l'Office*

L'Office comprend le dynamisme de l'industrie déréglementée du gaz naturel. Il y a un grand nombre de nouveaux besoins auxquels le réseau de TransCanada devra répondre, et des conditions précises doivent être remplies dans le cas de chacun d'entre eux avant que le gaz commence à être transporté. La nécessité de tenir l'audience GH-1-89 au moins 18 mois avant la date de mise en service des installations rend d'autant plus difficile de prévoir lesquels des nouveaux besoins projetés seront prêts à être comblés à la date prévue. La situation est d'autant plus complexe que la prévision de base est fondée sur une foule de contrats et d'expéditeurs différents. Certains de ces expéditeurs modifieront sans doute les prévisions de leurs besoins en gaz naturel avant le commencement de l'année contractuelle 1990-1991. L'Office doit à la fois permettre une certaine latitude et s'assurer que toute installation soit utilisée et utile dès sa construction.

Pour qu'on puisse s'assurer que les installations visées par la demande seront utilisées et utiles à long terme, il faut que les projets sur lesquels repose la demande soient prêts à être réalisés. L'Office estime que les projets étayant la demande pour l'année contractuelle 1990-1991 sont prêts à être réalisés lorsque ce qui suit a été obtenu:

- toutes les autorisations réglementaires appropriées à l'égard des installations ou services de transport nécessaires en aval (y compris les autorisations des services nécessaires de Great Lakes et de Union);
- des contrats signés de transport;
- des contrats signés d'approvisionnement en gaz; et

- quant aux nouveaux volumes d'exportation de SG, toutes les autorisations réglementaires fédérales nécessaires, y compris les autorisations d'exportation à long terme pertinentes du Canada.

L'Office admet qu'il se peut que certains des nouveaux besoins traités pendant l'audience ne fassent pas l'objet de tous les contrats et autorisations susmentionnés avant la saison de construction de 1990. Néanmoins, vu le nombre des demandes de service de 1990-1991 dont il n'est pas tenu compte dans la prévision des besoins de TransCanada, il est probable que d'autres projets deviendront prêts à être réalisés avant la saison de construction de 1990. Si tel était le cas, l'Office permettrait à TransCanada de substituer ces projets prêts à être réalisés à d'autres qui ne le sont pas.

En outre, l'Office sait que des changements des besoins de base peuvent influencer la nécessité des installations approuvées. L'Office reconnaît que la disposition du tarif de TransCanada qui exige un préavis de reconduction de six mois restreint dans une certaine mesure la capacité qu'a la société de déterminer exactement ses besoins avant le début de la construction des installations prévues pour l'année contractuelle 1990-1991. Néanmoins, TransCanada doit contrôler les besoins faisant l'objet de sa prévision de base et, s'ils changent de façon appréciable, réviser en conséquence les installations proposées.

### **Décision**

**Avant le début de la construction de toute partie des installations approuvées, TransCanada doit aviser l'Office de l'état des besoins faisant l'objet de sa prévision de base pour l'année contractuelle 1990-1991 et prouver à l'Office que les projets étayant sa prévision des nouveaux services nécessaires en 1990-1991 sont prêts à être réalisés, c'est-à-dire qu'ils remplissent les conditions susmentionnées. De plus, TransCanada doit prouver que la partie des installations approuvées qu'elle veut être autorisée à construire est nécessaire pour satisfaire aux besoins prévus pour 1990-1991 tels que mis à jour. La preuve devrait se présenter sous forme de résultats de l'utilisation du modèle de simulation des débits de TransCanada et être accompagnée de documents suffisants établissant des liens entre les besoins et les schémas des débits.**

**Les conditions 8 et 9 de la décision du 21 août 1989 de l'Office (voir l'annexe VIII) exigeraient que TransCanada présente les preuves en question.**

# Chapitre 17

## Utilisation des terres et questions environnementales

---

### 17.1 Utilisation des terres

#### 17.1.1 Exigences de la Loi quant au choix du tracé des nouvelles installations pipelinières

L'article 52 de la Loi prévoit que l'Office peut délivrer un certificat à l'égard d'un pipeline "s'il est convaincu que l'utilité publique le requiert, tant pour le présent que pour le futur". De plus, l'article 52 prévoit qu'au cours de l'étude d'une demande de certificat, l'Office "tient compte de toutes les données qui lui semblent pertinentes". Une de ces données est le tracé général proposé du pipeline.

Si l'Office juge satisfaisant le tracé général proposé d'un tronçon particulier du pipeline et délivre un certificat à son égard, la société pipelinière doit présenter à l'Office, avant le début de la construction, un PPLR indiquant notamment le tracé détaillé du tronçon de pipeline. La construction du pipeline ne peut pas avoir lieu si l'Office n'a pas approuvé préalablement le PPLR.

L'article 58 de la Loi stipule que l'Office peut exempter un pipeline de l'exigence d'approbation du PPLR. TransCanada a demandé pareille exemption à l'égard de toutes les canalisations assujetties à sa demande visant des installations pour 1990-1991, sauf les prolongements Gananoque et Napierville.

Voici la procédure d'approbation du PPLR:

- Le PPLR est déposé par la compagnie auprès de l'Office (article 33 de la Loi).
- La compagnie signifie un avis, indiquant le tracé détaillé proposé du pipeline, à tous les propriétaires des terrains à acquérir et publie cet avis dans au moins un numéro d'une publication (choisie par l'Office) largement diffusée dans la région où se trouvent ces terrains (paragraphe 34 (1) et 34 (2)).
- Le propriétaire foncier qui reçoit cet avis et tout autre propriétaire foncier qui prévoit que le tracé détaillé proposé du pipeline puisse nuire à ses terrains peut, dans un délai de 30 jours après la signification ou la publication de l'avis, déposer auprès de l'Office une déclaration écrite indiquant qu'il s'oppose au tracé détaillé proposé (paragraphe 34 (3) et 34 (4)).
- Si l'Office reçoit dans le délai de 30 jours une déclaration écrite d'opposition dont la nature est sérieuse, il doit tenir une audience sur le tracé détaillé dans la région où se trouvent les terrains de l'opposant (paragraphe 35 (1) et alinéa 35 (5) b)).
- Pendant l'audience, l'Office peut permettre à toute personne qui le désire de lui présenter des observations (paragraphe 35 (3)).
- Pour décider d'approuver ou non un PPLR, l'Office doit prendre en compte toute déclaration écrite reçue et toute observation présentée pendant l'audience, s'il en tient une (article 36).



- L'Office peut exiger que la compagnie en cause paie tous les frais raisonnables engagés par tout participant à une audience sur le tracé détaillé (article 39).

Une reproduction des articles 33 à 39 de la Loi figure à l'annexe IX des présents Motifs.

### **17.1.2 Choix du tracé**

Le pipeline qui fait l'objet de la demande de TransCanada comprend 26 tronçons de doublement et deux prolongements, le tout d'une longueur totale de 494,9 km dans les provinces de la Saskatchewan, du Manitoba, de l'Ontario et du Québec. Les emplacements des tronçons de doublement, des prolongements et des terres nécessaires à chacun d'entre eux sont indiqués au tableau 17-1.

# INSTALLATIONS PROPOSÉES PAR TRANSCANADA POUR 1990

## Tableau 17-1 Nouveaux besoins en terrains

Description du doublement	Nom	Longueur (km)	Servitude permanente		Chantier temporaire	
			Largeur (m)	Longueur (km)	Largeur (m)	Longueur (km)
<b>SASKATCHEWAN</b>						
De la VCP 2 + 3.4 à la VCP 3	Doublement Burstall-Liebenthal	28.1			30.0	28.1
De la VCP 3 à la VCP 4	Doublement Burstall-Liebenthal	29.6			30.0	29.6
De la De la VCP 4 à la VCP 4 + 21.2	Doublement Burstall-Liebenthal	21.2			30.0	21.2
De la VCP 5 à la VCP 5 + 10.4	Doublement Cabri	10.4			30.0-	10.3
					50.0	
De la VCP 13 + 13.7 à la VCP 14	Doublement Moose Jaw	9.9			30.0	9.9
De la VCP 14 à la VCP 15	Doublement Moose Jaw	27.9			30.0	27.9
De la VCP 15 à la VCP 16	Doublement Moose Jaw	26.7			30.0	26.7
De la VCP 18 à la VCP 18 + 3.5	Doublement Vibank	3.5			30.0	3.5
De la VCP 24 à la VCP 25	Doublement Moosomin	27.6			30.0	27.6
<b>MANITOBA</b>						
De la VCP 27 à la VCP 28	Doublement Miniota	24.8			30.0	24.8
De la VCP 28 à la VCP 28 + 21.5	Doublement Miniota	21.5			30.0	21.5
De la VCP 32 à la VCP 33	Doublement Carberry	27.1			30.0	27.1
De la VCP 33 à la VCP 33 + 13.5	Doublement Carberry	13.5			30.0	13.5
De la CP 39 à la VCP 39 + 6.8	Doublement Winnipeg	6.8			30.0	6.8
De la VCP 401 à la VCP 402	Prolongement Emerson	24.5	3.1	0.9	20.0-40.0	24.5
De la VCP 402 à la VCP 402 + 23.8	Prolongement Emerson	23.8	20.0-45.0	23.8		
<b>ONTARIO</b>						
De la VCP 69 + 10.1 à la VCP 69 + 18.6	Doublement Eaglehead	8.5	20.0	8.5		
De la VCP 210 à la VCP 211	Doublement, canalisation Niagara	10.1			15.0	10.1
De la VCP 213A à la VCP 214	Doublement, canalisation Niagara	9.4			15.0	9.4
De la VCP 215 à la VCP 216	Doublement, canalisation Niagara	1.6			15.0	1.6
De la VCP 216 à la frontière canado-américaine	Doublement, canalisation Niagara	0.3				
De la VCP 501 + 8.8 à la station de comptage de Dawn	Prolongement Dawn	14.5	10.0	14.5		
De la VCP 1301-2 (SC 1301) à la VCP 1302 + 6.3	Canalisation Kirkwall	32.5	6.0-20.1	32.3	9.0-26.0	32.3
De la VCP 1501 (SC 142) à la frontière canado-américaine	Prolongement Gananoque	25.5	20.0	25.5		
De la VCP 147 à la VCP 147 + 13.9	Doublement Cornwall	13.9	20.0	13.9		
<b>QUÉBEC</b>						
De la VCP 707 + 4.7 à la VCP 802	Prolongement St. Mathieu	16.2	8.0	1.37	17.0-18.0	16.2
De la VCP 1601 (SC 802) à la frontière canado-américaine	Prolongement Napierville	35.5	20.0	35.5		
<b>TOTAL</b>		<b>494.9</b>		<b>156.27</b>		<b>372.6</b>

Note: Le tableau ci-dessus comprend également les besoins en terrains approuvés aux ordonnances XG-1-89, XG-2-89 et XG-8-89 (version modifiée).

TransCanada a décidé de situer tous les nouveaux doubléments sur des servitudes existantes, sur des servitudes adjacentes ou dans des corridors des services publics. Le prolongement Napierville nécessite un nouveau tracé et, si un certificat est délivré à son égard, fera l'objet d'un examen de tracé détaillé préalable au début de la construction (voir la sous-section 17.1.1 des présents Motifs).

#### **17.1.2.1 Installations situées sur des servitudes existantes**

TransCanada a exprimé l'avis que les nouvelles installations qui n'exigent qu'un chantier temporaire et qui seront situées sur les servitudes existantes ne posent pas de problème relatif au tracé. Ces installations comprennent les doubléments suivants: Burstall-Liebenthal, Cabri, Moose Jaw, Vibank, Moosomin, Miniota, Carberry, Winnipeg et Niagara. Leur longueur totale est de 300,0 km.

##### *Opinions de l'Office*

Pour ce qui est des doubléments susmentionnés, l'Office juge satisfaisante l'utilisation des servitudes existantes et les chantiers temporaires connexes que propose TransCanada, et estime que les tracés généraux prévus par TransCanada pour les tronçons de doublement en question sont acceptables.

#### **17.1.2.2 Installations situées sur des servitudes adjacentes**

Dans les cas où elle n'a pas pu situer les nouvelles installations sur des servitudes existantes, en raison des contraintes imposées par la largeur de celles-ci, TransCanada a proposé de les situer sur des servitudes adjacentes, pour les raisons suivantes:

- i) les propriétaires des terrains avoisinants des servitudes existantes connaissent déjà les méthodes de TransCanada;
- ii) les servitudes à usages multiples sont préférables dans tous les cas où elles sont viables des points de vue des considérations environnementales et socio-économiques, de la construction et du génie; et
- iii) le fait de le situer à coté d'une servitude existante réduit au minimum la longueur du doublement.

Les installations proposées qui appartiennent à cette catégorie comprennent les doubléments Emerson, Eaglehead, Dawn, Niagara, Cornwall et St-Mathieu, qui comptent pour 101,4 km au total.

Pour ce qui est du doublement Niagara, TransCanada a étudié des tracés nécessitant de nouvelles servitudes depuis la VCP 215 jusqu'à la frontière entre le Canada et les États-Unis, afin d'empêcher la perturbation d'une zone de production fruitière de choix. Toutefois, en dernière analyse, TransCanada a proposé que les nouvelles installations du doublement Niagara soient situées à côté de la servitude existante, puisque cela n'empêcherait la production fruitière que de façon temporaire et sur une superficie minimale de terres, que les propriétaires des terrains avoisinants de la servitude existante sont conscients des méthodes de TransCanada et que cela réduirait au minimum la longueur du doublement.

La Corporation of the Township of Charlottenburgh ("Charlottenburgh") a exprimé la crainte que les méthodes de construction de TransCanada n'assurent pas le maintien de l'intégrité des rigoles d'écoulement municipales. TransCanada a consenti à prendre les mesures nécessaires pour rétablir, d'une manière jugée satisfaisante par Charlottenburgh, les rigoles influencées par la construction du doublement. Ces mesures comprennent la protection des rigoles en question contre l'affouillement, à l'aide de roches ou, s'il y a lieu, d'autres matériaux.

### *Opinions de l'Office*

L'Office reconnaît que les avantages associés au fait de situer de nouvelles installations à côté de servitudes existantes sont applicables aux doubléments Emerson, Eaglehead, Dawn, Niagara, Cornwall et St-Mathieu et à leurs tracés retenus. L'Office accepte les tracés proposés par TransCanada relativement à ces doubléments.

Pour ce qui est des craintes exprimées par Charlottenburgh, l'Office accepte l'engagement de TransCanada à maintenir l'intégrité des rigoles municipales.

#### **17.1.2.3 Installations situées dans des corridors des services publics**

TransCanada entend situer la majeure partie du doublément de 32,5 km prévu pour la canalisation Kirkwall dans le corridor d'Ontario Hydro<sup>1</sup>, dans lequel il a été proposé, pendant l'audience GH-2-87, d'établir la canalisation Kirkwall de TransCanada, laquelle a été autorisée par le certificat GC-73 mais n'a jamais été construite. TransCanada s'est appuyée sur l'évaluation environnementale et socio-économique présentée à l'appui de sa canalisation Kirkwall pendant l'audience GH-2-87.

La ville d'Ancaster ("Ancaster") a exprimé trois préoccupations au sujet du doublément proposé de la canalisation Kirkwall.

Premièrement, elle voulait que TransCanada assure un accès de construction non restreint à côté du doublément proposé. Deuxièmement, elle s'inquiétait du maintien des emprises municipales. Troisièmement, elle craignait que le choix de l'emplacement de la station de comptage proposé ne soit pas approprié.

Pendant une réunion avec Ancaster, TransCanada a dissipé les craintes exprimées par celle-ci en détournant légèrement le tracé pour permettre un accès à des fins de construction, en consentant à consulter Ancaster au sujet des croisements de voirie et d'emprises municipales, et en situant la station de comptage proposée dans une zone non désignée à des fins d'aménagement.

### *Opinions de l'Offre*

L'Office est d'avis que l'évaluation environnementale présentée pendant l'audience GH-2-87 témoigne encore fidèlement de l'état physique du corridor d'Ontario Hydro. Par conséquent, l'opinion de l'Office est encore celle qu'il a indiqué à la page 68 des Motifs de décision GH-2-87:

*“Le critère principal de TransCanada dans le choix du tracé, soit l'avantage associé aux utilisations multiples des corridors existants des services publics, est reconnu par l'Office. Toutefois, on doit également tenir compte des droits des propriétaires fonciers touchés...”*

L'Office est d'avis que TransCanada a dûment répondu aux préoccupations exprimées par Ancaster.

#### **17.1.2.4 Prolongements Gananoque et Napierville**

TransCanada a proposé de construire deux prolongements de gazoduc qui ne sont pas associés à des servitudes existantes. Ces prolongements, appelés prolongements Gananoque et Napierville, nécessiteraient environ 61 km de nouvelle servitude, au total.

---

<sup>1</sup> De plus, il faudrait environ 5,1 km de nouvelle servitude à l'extérieur d'Ontario Hydro.

## **Prolongement Gananoque**

Comme on l'a expliqué à la section 14.3.11 des présents Motifs, l'Office a rejeté la demande de certificat présentée par TransCanada relativement au prolongement Gananoque.

## **Prolongement Napierville**

Le prolongement Napierville proposé, qui s'étendrait sur une distance de 35,5 km de la VCP 802 à la frontière entre le Canada et les États-Unis, dans les environs de Plattsburgh (État de New York), n'est pas, lui non plus, associé à des servitudes existantes de TransCanada.

TransCanada a reconnu viables, dans les contextes de l'environnement, des conditions socio-économiques, de la construction, du génie, du coût et de l'acquisition de terres, trois tracés situés dans une zone d'étude d'une largeur de quatre kilomètres (voir la figure 17-1). Elle a employé 16 contraintes et critères (énumérés au tableau 17-2) importants en matière d'agriculture, de conditions socio-économiques, d'environnement et de considérations techniques pour examiner la faisabilité des tracés possibles. Puisque les terres étudiées font l'objet de cultures intensives, c'est aux considérations agricoles qu'on a accordé le plus d'importance au cours du choix du tracé.

TransCanada a indiqué que le tracé qu'elle préférait ne croisait pas des zones à fort potentiel archéologique ou des zones hydrogéologiques importantes et que c'est celui qui devrait avoir le moins d'incidence sur des facteurs socio-économiques tels que la proximité d'aménagements urbains et de lotissements résidentiels. TransCanada a jugé que les répercussions prévues étaient de faible importance et pourraient être compensées dûment grâce à l'emploi de méthodes de génie et de construction appropriées et à des mesures d'atténuation des effets environnementaux négatifs.

Aucune des parties ne s'est opposée aux tracés proposés pendant l'audience.

### **Figure 17-1 Trois tracés différents proposés à l'égard du prolongement Napierville**

#### *Opinions de l'Office*

L'Office juge que les 16 contraintes et critères employés sont appropriés et est d'avis qu'ils ont été appliqués dûment aux trois tracés étudiés.

D'après les études de faisabilité des tracés réalisées par TransCanada, l'Office juge satisfaisant le corridor général d'une largeur de quatre kilomètres qui est proposé par TransCanada pour l'établissement du prolongement Napierville.

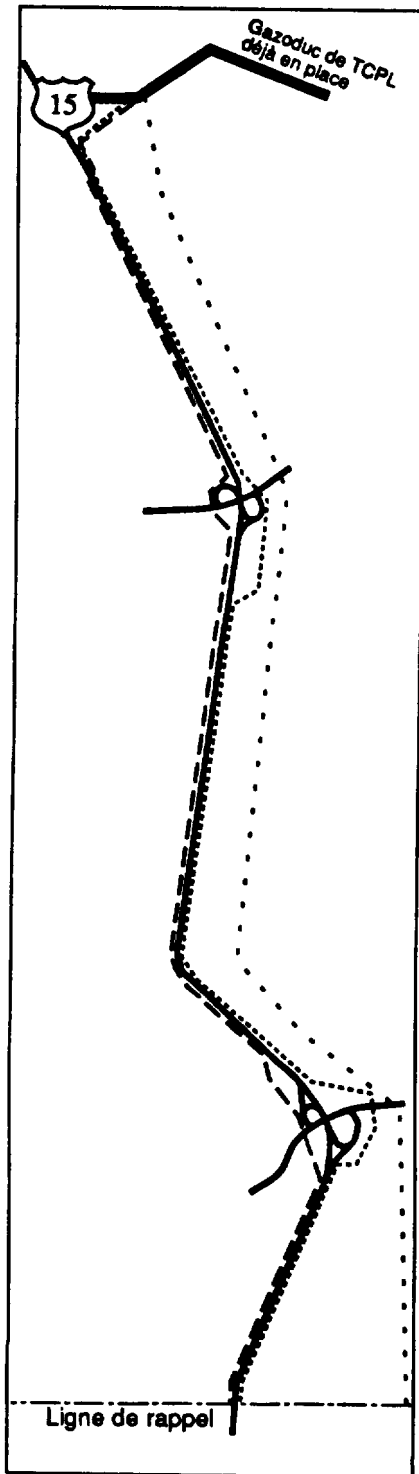
Le tracé précis du prolongement à l'intérieur du corridor sera déterminé selon la procédure concernant le tracé détaillé qui est prévue par les articles 34 à 39 de la Loi. Comme il est indiqué à la sous-section 17.1.1 des présents Motifs, il existe une procédure permettant à tout propriétaire foncier qui s'oppose au tracé détaillé proposé par TransCanada de transmettre une déclaration écrite à l'Office, provoquant ainsi la tenue d'une audience sur le tracé détaillé, dans la région de Napierville.

#### **17.1.3 Besoins en terrains, chantiers et avis d'acquisition**

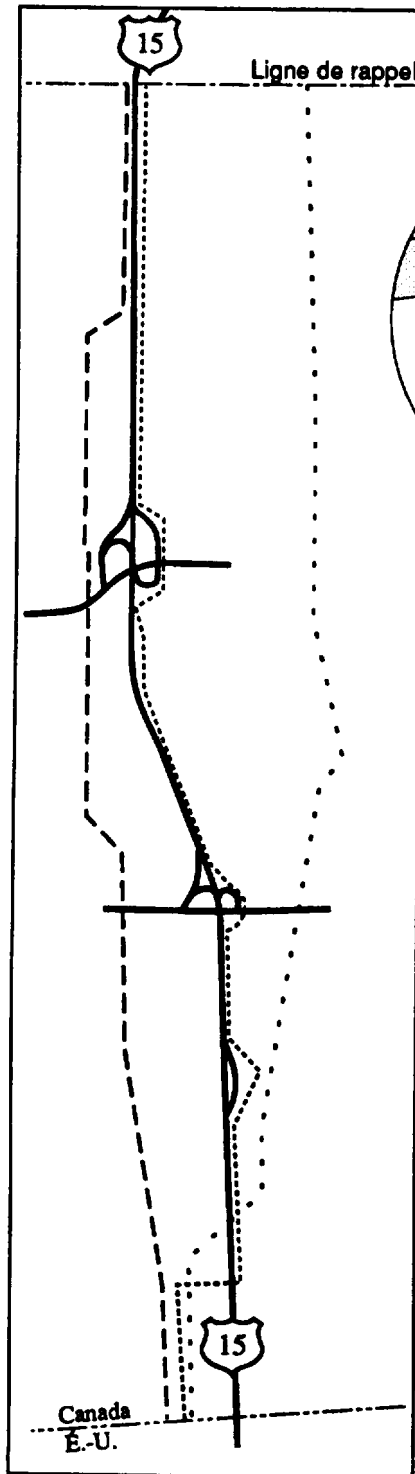
Vu les répercussions qu'elle peut avoir sur les propriétaires des terrains en cause, l'Office s'est intéressé particulièrement à la quantité de terrain (fief simple et servitudes) et aux chantiers nécessaires à la construction du pipeline. TransCanada a indiqué la raison d'être de ses besoins précis en terrain et présenté, à l'égard de chaque

Figure 17-1

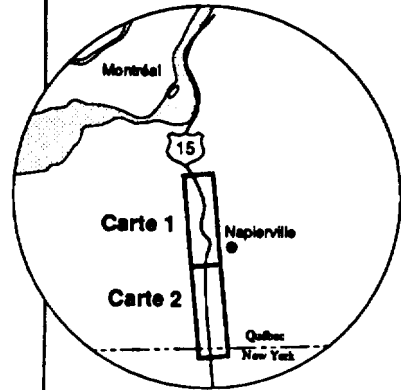
Trois tracés différents proposés à l'égard du prolongement Napierville



Carte 1



Carte 2



Légende

- - - - - Tracé 1
- ..... Tracé 2
- - - - - Tracé 3

(pas à l'échelle)

section de doublement, un plan de ces besoins et une description de ses servitudes existantes, de l'emplacement des conduites à l'intérieur de ces servitudes et des facteurs topographiques particuliers.

#### **17.1.3.1 Besoins en terrains**

##### **Terrains en fief simple**

TransCanada a indiqué qu'elle aura besoin de terrains en fief simple aux fins de l'établissement des stations de comptage proposées de Napierville, au Québec.

##### **Servitudes**

TransCanada a besoin de servitudes additionnelles, d'une largeur se situant généralement entre 3,1 et 25,0 m, le long de ses six sections de doublement proposées. De plus, elle aura besoin de nouvelles servitudes de 20,0 m aux fins du prolongement Napierville.

**Tableau 17-2**

**Contraintes et critères importants employés par TransCanada pour choisir le tracé du prolongement Napierville**

- évitement, au cours de l'établissement de l'emprise de la nouvelle conduite, de toute servitude diagonale croisant des terrains agricoles exploités ou d'autres biens fonciers;
- proximité de l'infrastructure existante, p. ex. de routes, de chemins, de voies ferrées, de boisés, d'obstacles naturels, de lignes de transport d'électricité et de bornes de lot et de concession;
- évitement des érablières à sucre;
- installation du gazoduc dans des zones agricoles de faible qualité;
- installation du gazoduc dans la partie d'amont du bassin versant afin de réduire les incidences sur le drainage;
- installation du gazoduc à la limite de la zone agricole;
- minimum de croisements de chemins, de routes, de voies ferrées ainsi que de réseaux de drainage agricole de surface ou de sous-sol;
- évitement des secteurs sujets à l'érosion telles que les longues pentes abruptes;
- minimum de passages de cours d'eau délicats ou difficiles (du point de vue de la construction);
- évitement des boisés de qualité;
- évitement des terres humides vulnérables;
- évitement des sites archéologiques et lieux historiques;
- évitement des zones de gestion de la faune et des aires connues de nidification ou de rassemblement des oiseaux aquatiques;
- respect du zonage et des plans municipaux;
- respect des règles techniques applicables, notamment aux points d'approvisionnement et de livraison; et
- coûts minimaux de construction, d'exploitation et d'entretien.

**17.1.3.2 Chantiers temporaires**

TransCanada a besoin de chantiers, d'une largeur de 9,0 à 50,0 m, pour déplacer la machinerie, entreposer du sol et ne nuire ni à l'environnement, ni aux intérêts des propriétaires fonciers, conformément à ses devis de construction des pipelines, de mars 1988.



### **17.1.3.3 Avis d'acquisition**

TransCanada a déposé une nomenclature des parcelles indiquant les secteurs où elle aura besoin de nouvelles servitudes ou de chantiers, ou les deux, et a indiqué qu'une deuxième liste séquentielle serait présentée pour indiquer les propriétaires fonciers à qui l'avis de projet d'acquisition exigé par l'article 87 de la Loi a été signifié.

#### *Opinions de l'Office*

L'Office juge que les besoins prévus par TransCanada en terrains en fief simple, en servitudes et en chantiers sont raisonnables et justifiés. Quant aux terrains en fief simple et aux servitudes, l'Office encourage TransCanada à signifier des avis de projet d'acquisition le plus tôt possible à tous les propriétaires fonciers intéressés. Pourvu que l'acquisition de chantiers par TransCanada demeure une opération commerciale à court terme ne comportant pas de cession de titre, l'article 87 de la Loi ne s'y applique pas.

### **17.1.4 Exemptions de l'application des alinéas 31 (c) et 31(d) et de l'article 33 de la Loi**

Dans sa demande, telle que modifiée, TransCanada demandait notamment que certains des tronçons de doublement visés par sa demande soient exemptés, en vertu de l'article 58 de la Loi, de l'application des alinéas 31 (c) et 31 (d) et de l'article 33 de la Loi. Pareille exemption dispenserait TransCanada de la nécessité de déposer des PPLR et de suivre la procédure nécessaire pour les faire approuver par l'Office. Une exemption semblable n'a pas été demandée à l'égard du prolongement Napierville.

#### *Opinions de l'Office*

Avant de décider d'exempter ou non les installations de l'application des alinéas 31 (c) et 31 (d) et de l'article 33 de la Loi, l'Office a tenu compte des droits des propriétaires des terrains avoisinants. L'Office est d'avis qu'en raison de la nature des emplacements des installations, qui se trouvent à l'intérieur de servitudes existantes ou de servitudes adjacentes, la construction proposée ne nuirait pas à ces propriétaires.

Afin de protéger les intérêts des propriétaires des terrains que TransCanada projette d'acquérir, l'Office n'est disposé à exempter les installations de l'application des alinéas 31 (c) et 31 (d) et de l'article 33 de la Loi qu'à condition que toutes les options et tous les accords de servitude nécessaires aient été signés par ces propriétaires avant le début de la construction.

## **17.2 Questions environnementales**

### **17.2.1 Évaluations environnementales**

TransCanada a déposé une évaluation environnementale à l'appui de sa demande et a adopté les recommandations qu'elle comprend au sujet de la prévention ou de l'atténuation des incidences négatives, sur l'environnement, de la construction et de l'exploitation proposées. De plus, TransCanada s'est engagée à suivre les principes directeurs et les procédures d'atténuation des effets en matière d'environnement qui sont énoncés dans son manuel des pratiques de protection de l'environnement de 1986 et dans la version révisée de ses devis de construction des pipelines de 1988.

Les descriptions, évaluations et recommandations environnementales que comprend l'évaluation environnementale et socio-économique de TransCanada comprennent des renseignements sur le potentiel agricole des terrains, le sol, la production des cultures, la faune terrestre et aquatique, les croisements ou de cours d'eau, les zones fragiles du point de vue de l'environnement, les utilisations récréatives des terres et les ressources du patrimoine. Un vaste éventail de préoccupations environnementales a été signalé relativement à la construction proposée.

Une liste des questions environnementales (LQE) a été présentée à l'égard de chaque nouveau tronçon de pipeline proposé et comprend les méthodes recommandées pour prévenir ou réduire des incidences environnementales précises.

### **17.2.2 Agriculture**

TransCanada a évalué les répercussions environnementales possibles de chaque tronçon de pipeline proposé. La préoccupation environnementale principale est la perte de potentiel agricole que peut entraîner le compactage du sol, la formation de sillons, le mélange du sol arable et du sous-sol, l'érosion, l'augmentation de la pierrosité du sol et les problèmes associés aux mauvaises herbes. En général, TransCanada propose que la construction se déroule vers la fin de l'été et le début de l'automne, période où les sols agricoles ont tendance à être moins vulnérables aux perturbations. TransCanada a relevé les principaux sujets d'inquiétude et décrit les techniques de rétablissement et les mesures d'atténuation du compactage et de l'érosion du sol qu'elle entend employer.

Une partie du doublement serait construite immédiatement au nord de la ville de Niagara Falls, dans la ceinture de cultures fruitières du Niagara, région se prêtant on ne peut mieux à la production du raisin et d'autres fruits fragiles. TransCanada a reconnu les craintes associées à la perturbation des sols de cette région et a recommandé des mesures d'atténuation détaillées à prendre pour réduire au minimum les répercussions prévues.

TransCanada a indiqué qu'elle avait discuté des incidences de la construction et des contraintes imposées au choix du tracé relativement au prolongement Napierville proposé avec des représentants de l'Union des producteurs agricoles et de la Commission de protection du territoire agricole. D'importants dépôts de sol organique servant actuellement à des cultures commerciales se trouvent le long d'une partie du tracé proposé. Après avoir présenté son évaluation environnementale, TransCanada a procédé à des études plus poussées qui ont indiqué qu'il serait peut-être préférable de construire le prolongement Napierville pendant l'hiver parce que cela pourrait améliorer l'accès et réduire le potentiel de perturbation des sols organiques noirs.

### **17.2.3 Croisements de la rivière Niagara**

TransCanada a indiqué que des devis détaillés des méthodes de construction et des pratiques de protection de l'environnement applicables au croisement de la rivière Niagara seraient présentés à l'Office. De plus, elle déposera auprès de l'Office, avant la construction, des plans de rétablissement des terres boisées relevant de la Commission des parcs du Niagara au point d'arrivée à terre proposé du croisement de la Niagara.

### **17.2.4 Ressources du patrimoine**

Bon nombre des servitudes nouvelles et existantes dont l'utilisation est proposée présentent un fort potentiel de perturbation de ressources archéologiques et historiques. TransCanada s'est engagée à examiner de façon plus poussée, grâce à des relevés sur le terrain et à des programmes d'échantillonnage, les secteurs où le potentiel de perturbation d'objets archéologiques ou historiques existe. Si d'autres sites archéologiques ou lieux historiques susceptibles d'être perturbés sont découverts, TransCanada fera appel à des experts-conseils compétents afin de déterminer les techniques optimales d'atténuation des effets.

### **17.2.5 Inspection environnementale**

TransCanada a indiqué qu'elle ferait appel à des inspecteurs environnementaux pendant la durée entière de la construction afin qu'ils surveillent la mise en oeuvre des devis et des recommandations que comprend l'évaluation environnementale. De plus, ces inspecteurs aideront à la vérification du respect des contrats, des exigences de protection de l'environnement et des engagements pris pendant l'audience ou par suite de discussions avec des propriétaires fonciers et des organismes gouvernementaux.

## 17.2.6 Parties intéressées

### Winnipeg

La ville de Winnipeg ("Winnipeg") a indiqué, dans une lettre d'observations, un certain nombre de sujets d'inquiétude relatifs au doublement Winnipeg proposé. Ces sujets comprennent les suivants:

- le court délai imparti aux autorités municipales pour qu'elles examinent la demande de TransCanada;
- le besoin probable de l'obtention, par TransCanada, d'un permis provincial, selon la Loi sur l'environnement du Manitoba<sup>1</sup>, à l'égard des installations proposées;
- le besoin probable de l'obtention, par TransCanada, d'un permis provincial, selon la Loi sur l'environnement du Manitoba<sup>1</sup>, à l'égard des installations proposées;
- l'absence de renseignements, dans la demande de TransCanada, sur les pratiques de protection de l'environnement;
- l'absence d'assurances de TransCanada sur le fait que l'on construirait le croisement de la rivière La Salle et de la digue de protection contre les crues pendant des étiages; et
- quatre erreurs dans l'évaluation environnementale et socio-économique de TransCanada.

Winnipeg a demandé à l'Office d'assortir l'approbation de tout doublement Winnipeg d'une condition exigeant que TransCanada consulte pleinement la ville de Winnipeg.

Par après, TransCanada a tenu une réunion avec Winnipeg pour discuter des questions en suspens. Jugeant que ses craintes avaient été dissipées pendant cette réunion, Winnipeg a retiré plus tard ses objections concernant le doublement Winnipeg.

### Saskatchewan

Le ministère de l'Environnement et de la Sécurité publique de la province de la Saskatchewan ("Saskatchewan") a exprimé des craintes au sujet d'une partie du doublement Burstall-Liebenthal proposé, qui traverserait les collines Great Sand, zone à environnement vulnérable. La Saskatchewan a déclaré que l'adoption d'un tracé contournant les collines Great Sand présenterait des incidences environnementales moindres, tant en nombre qu'en importance.

TransCanada a soutenu que les efforts de rétablissement faits à l'égard des quatre canalisations existantes avaient été fructueux et que les terres perturbées par la construction d'un cinquième doublement pourraient être rétablies d'une manière que jugeraient satisfaisante les parties intéressées. TransCanada a ajouté que l'évitement des collines Great Sand nécessiterait un important remaniement de tracé et présenterait des difficultés pour ce qui est d'atteindre le corridor principal au point prescrit.

TransCanada a reconnu que le travail en terrain fragile exigerait un plan de rétablissement approfondi. La première partie de ce plan a été déposée en même temps que l'évaluation environnementale de TransCanada. La deuxième, qui sera plus détaillée, n'a pas encore été achevée. Le plan de rétablissement sera dressé à la lumière des observations de parties expérimentées en matière de rétablissement des sables.

---

<sup>1</sup> L.M. 1987-1988, c. 26, dans sa version modifiée par L.M. 1988-1989, c. 13

La Saskatchewan a soutenu qu'il lui incombait de s'assurer que tout grand aménagement sur son territoire se déroule d'une façon acceptable du point de vue environnemental. C'est pourquoi elle demande à l'Office des garanties de la soumission du plan de rétablissement définitif à l'approbation de la province préalablement à sa mise en oeuvre. De plus, la Saskatchewan a demandé que l'Office s'assure que la province participe à la prise de toute décision définitive sur l'acceptabilité des activités de rétablissement menées par TransCanada en Saskatchewan. TransCanada a indiqué qu'elle était sûre de pouvoir collaborer avec la Saskatchewan au règlement de tout problème de rétablissement.

### **Ministre de l'Énergie de l'Ontario**

TransCanada a accédé à un certain nombre de demandes présentées par l'Ontario en vue de la prestation de renseignements complémentaires, avant la construction, au président du Comité ontarien de coordination des pipelines ou aux bureaux régionaux du ministère de l'Énergie de l'Ontario. TransCanada a déclaré qu'elle donnerait des renseignements indiquant les noms des surveillants de la construction et des inspecteurs environnementaux ainsi que toute indication et tout engagement supplémentaire ayant trait aux croisements de cours d'eau prévus pour l'Ontario. L'Ontario a soutenu que l'Office devrait faire de cette promesse une modalité générale de tout certificat délivré.

#### *Opinions de l'Office*

Si les mesures de protection de l'environnement sont prises, la réalisation du projet ne devrait avoir que des incidences environnementales minimales à caractère local et temporaire. TransCanada sera tenue de donner à l'Office des renseignements environnementaux détaillés au sujet du croisement proposé de la rivière Niagara avant la construction de celui-ci. De plus, l'Office exige que TransCanada lui présente les résultats de tout relevé des ressources du patrimoine concernant tout secteur où il peut y avoir des objets archéologiques ou historiques, et un état de toute mesure proposée d'atténuation des effets.

Quant à la position de TransCanada sur la possibilité de construction du prolongement Napierville en hiver, l'Office convient que la construction en temps où le sol est gelé peut aider à réduire au minimum la perturbation des sols organiques. Si la construction en hiver était proposée, il faudrait que TransCanada prouve à l'Office que la pénétration du gel est assez profonde pour que le sol puisse supporter le poids du matériel lourd et que la construction se déroule de façon acceptable du point de vue environnemental. L'Office serait favorable à tout calendrier de construction réduisant les incidences environnementales possibles.

L'Office est heureux que TransCanada ait dissipé les craintes de Winnipeg, mais il signale qu'une réunion telle que celle qui a été tenue avec Winnipeg aurait dû avoir lieu avant le début de l'audience GH-1-89.

L'Office croit que les collines Great Sand de la Saskatchewan peuvent être rétablies de façon acceptable du point de vue environnemental, compte tenu du fait que quatre pipelines ont déjà été installés avec succès sur des servitudes existantes dans la région en question. TransCanada sera tenue de soumettre à l'approbation de l'Office son plan définitif de rétablissement des collines Great Sand. L'Office encourage TransCanada à discuter avec la Saskatchewan de toute préoccupation de celle-ci avant d'arrêter son plan de rétablissement. L'Office est d'avis que toute inquiétude au sujet de la région peut être dissipée grâce à un échange de points de vue entre les parties.

L'Office collaborera avec la Saskatchewan à la détermination de l'acceptabilité environnementale des activités de rétablissement menées par TransCanada sur le territoire de cette province. Il peut être nécessaire de contrôler la servitude pipelinière par des inspections environnementales réalisées de pair par la Saskatchewan et le personnel de l'Office. L'Office signale que le délai de rétablissement

efficace d'une emprise perturbée peut varier grandement selon la partie de la province où cette emprise se trouve, en fonction d'un certain nombre de variables comprenant le type de sol, les pratiques agricoles, le climat, la végétation et le relief.

L'Office recommandera au gouverneur en conseil que soit incorporé à tout certificat que l'Office délivre une modalité générale exigeant que TransCanada honore les engagements importants qu'elle a déjà pris envers l'Ontario.

L'Office exige que TransCanada mette en oeuvre les politiques et recommandations que comprend sa demande et les rapports environnementaux, y compris la LQE. Les renseignements environnementaux que prévoit la LQE devraient guider l'inspection pendant la construction et aider TransCanada à réaliser un programme efficace de contrôle environnemental. En outre, TransCanada doit honorer tout engagement qu'elle a pris envers l'Office pendant l'audience. Les mesures en question, si elles sont dûment prises pendant la construction, devraient assurer une protection de l'environnement et un rétablissement de l'emprise qui soient d'une qualité élevée.

Pour pouvoir déterminer si les objectifs environnementaux ont été atteints, l'Office exige que TransCanada dépose un rapport environnemental après la construction, dans un délai de six mois après la date où l'autorisation de mise en service est donnée. Ce rapport devrait porter sur toutes les questions soulevées jusqu'à ce moment et indiquer la suite qui leur a été donnée et les mesures à prendre pour régler tout problème en suspens.

L'Office exigera que TransCanada dépose un rapport semblable au plus tard le 31 décembre de chacune des deux premières saisons de croissance entières après la fin de la construction.

# Chapitre 18

## Réforme de compresseurs

---

Dans sa demande du 29 décembre 1988, TransCanada a demandé une ordonnance, conformément à la Partie IV de la Loi, pour que la réforme du compresseur numéro 2 de la station 5A, du compresseur numéro 2 de la station 17A et du compresseur numéro 1 de la station 75A soit jugée "ordinaire" aux termes du Règlement de comptabilité.

Le 27 mars 1989, TransCanada a demandé une décision anticipée sur la réforme du compresseur numéro 2 de la station 17A. Cette décision était nécessaire parce que TransCanada avait opté pour la réforme de ce compresseur un an plus tôt que prévu. Par l'ordonnance TG-5-89 du 1<sup>er</sup> mai 1989 (voir annexe X), l'Office a approuvé le traitement de cette réforme en tant qu'ordinaire.

Les deux compresseurs des stations 5A et 75A ont 26 ans et 29 ans, respectivement, et chacun d'entre eux a été utilisé pendant plus de 130 000 heures depuis son installation, qui a eu lieu vers le début des années 1960. TransCanada a proposé de réformer ces compresseurs à cause de leur faible degré de fiabilité et de la difficulté d'obtenir des pièces de rechange pour les réparer.

### *Opinions de l'Office*

Le compresseur numéro 2 de la station 5A et le compresseur numéro 1 de la station 75A sont considérablement dépréciés. L'Office juge qu'ils ont été utilisés pendant le nombre d'années qui était prévu au moment de l'établissement des taux de dépréciation. L'Office a ordonné à TransCanada de traiter la réforme de ces deux compresseurs comme une "réforme ordinaire" au sens du paragraphe 39 (1) du Règlement de comptabilité.

# Chapitre 19

## Faisabilité économique des agrandissements de réseau pipelinier

---

Pendant l'audience, on a discuté longuement de ce qui constituerait un calcul approprié, que l'Office pourrait utiliser pour déterminer la faisabilité économique des nouvelles installations pipelinières proposées. Les discussions des parties ont été axées sur les critères suivants auxquels il faudrait que réponde l'agrandissement du réseau pour que sa faisabilité économique soit jugée satisfaisante:

- i) la répartition des avantages et des coûts entre les parties touchées;
- ii) les avantages économiques nets qui seraient probablement associés à l'agrandissement; et
- iii) la preuve de la suffisance de l'approvisionnement en gaz, pour appuyer l'augmentation de capacité des installations faisant l'objet de la demande, et de l'existence d'un marché viable à long terme.

Le premier critère a trait à l'effet négatif ou positif que l'agrandissement du réseau pourrait avoir sur les parties touchées. TransCanada a demandé à l'Office d'agrandir son réseau pipelinier afin de répondre, par ce réseau, à des demandes de service de transport garanti supplémentaire. Les producteurs de gaz qui produiraient le gaz nécessaire aux nouvelles ventes profiteraient de l'agrandissement, comme les utilisateurs ultimes profiteraient de l'approvisionnement supplémentaire. De plus, TransCanada pourrait profiter de l'agrandissement parce qu'il lui permettrait d'élargir sa base de tarification, ce qui ferait augmenter les profits touchés par ses actionnaires.

L'effet que l'agrandissement du réseau aurait sur les producteurs qui fournissent le gaz assurant les ventes garanties actuelles desservies par le réseau de TransCanada est plus incertain. Si le montant des droits versés par les nouveaux expéditeurs dépassait le coût de la prestation des nouveaux services, les expéditeurs existants pourraient profiter de l'augmentation du débit du gaz acheminé par le réseau. Par contre, si les paiements versés par les nouveaux expéditeurs à l'égard du service de transport ne permettait pas le recouvrement du coût de construction des nouvelles installations visées par la demande, il faudrait peut-être que les expéditeurs existants paient des droits supplémentaires pendant un certain nombre d'années. Le majoration des droits pourrait obliger les producteurs à accepter une baisse de revenu net, ce qui signifie que l'agrandissement du réseau pourrait nuire aux producteurs fournissant le gaz qui sert à alimenter les marchés existants desservis par TransCanada. Les participants à l'audience ont discuté du type de calcul qu'on pourrait effectuer pour s'assurer que les nouvelles installations ne nuisent pas indûment à ces producteurs.

Le deuxième critère susmentionné a trait à la question de savoir si l'agrandissement du réseau se solderait par des avantages nets pour les parties touchées. La plupart des parties ont convenu que, peu importe la répartition des gains et des pertes, il ne serait pas raisonnable de construire des installations supplémentaires qui donneraient lieu à une perte nette. Les discussions à ce sujet ont porté principalement sur l'optique dans laquelle il faudrait réaliser l'analyse des avantages économiques nets.

Le troisième critère de faisabilité économique consiste à savoir s'il est probable que l'approvisionnement en gaz suffise à répondre à la demande à long terme étayant la proposition des installations supplémentaires. Le potentiel d'augmentation des droits par suite de la construction de celles-ci pourrait être aggravé advenant leur sous-utilisation. La plupart des parties ont jugé qu'il importait que l'Office tienne compte des données sur l'offre et la demande pour déterminer si les installations supplémentaires seraient vraisemblablement utilisées et utiles à long terme.

Les arguments présentés par les participants à l'audience et les opinions de l'Office sur chacun de ces éléments d'un calcul de faisabilité économique sont indiqués ci-dessous.

## **19.1 Effets distributifs de l'agrandissement du réseau pipelinier**

Les moyens proposés pendant l'audience en vue de mesurer les effets distributifs, sur les producteurs, de l'agrandissement projeté du réseau ont compris les suivants:

- i) une proposition par l'APC visant la désapprobation de tout agrandissement de réseau qui donnerait lieu à des droits fondés sur le coût différentiel qui seraient de plus de 1,2 fois les droits en vigueur;
- ii) la détermination des répercussions sur les droits pendant la période prévue; et
- iii) la détermination de l'incidence sur le revenu total des producteurs à la frontière de l'Alberta.

Nous traiterons ci-dessous, tour à tour, des opinions des parties intéressées et de l'Office sur chacun de ces calculs ou moyens possibles.

### **19.1.1 Proposition du facteur de 1,2 faite par l'APC**

Plusieurs parties ont soutenu qu'il fallait s'assurer que l'agrandissement des installations ne nuise pas indûment aux producteurs. Toutefois, seule l'APC a proposé un calcul précis destiné à limiter les incidences négatives possibles.

L'APC a proposé que l'Office adopte la ligne directrice suivante:

*“Si les droits fondés sur le coût différentiel découlant de l'agrandissement proposé dépassent les droits en vigueur par un facteur de plus de 1,2, on peut supposer que l'agrandissement ne serait pas économique et ne devrait pas être réalisé. Pour réfuter cette présomption, les promoteurs de l'agrandissement doivent prouver d'une manière que l'Office juge satisfaisante qu'il existe des circonstances particulières justifiant une exception.”*

L'APC a précisé que la ligne directrice du facteur de 1,2 serait appliquée comme suit à toute demande de TransCanada visant des installations:

*“Le coût total du service, y compris le coût du combustible, associé au réseau de TransCanada sans les nouvelles installations proposées (scénario de base), et le coût associé au réseau de TransCanada avec les nouvelles installations proposées (scénario de la demande) seraient déterminés pour chacune des trois premières années après le début de l'agrandissement. Le coût différentiel du service (scénario différentiel) serait la différence entre le coût du service dans le scénario de base et le coût du service prévu dans le scénario de la demande.”*

On calculerait les droits fondés sur le coût unitaire différentiel du service en associant celui-ci à une fonction et à une catégorie et en employant des unités d'attribution du coût marginal (coût fixe, coût volume fixe/distance). Si le coût unitaire différentiel était de plus de 1,2 fois le coût unitaire de base, le projet serait jugé non économiquement faisable.

En pareil cas, il faudrait que le promoteur prenne des dispositions afin de ramener le coût différentiel du service à un niveau acceptable selon la ligne directrice proposée ou prouve de manière jugée satisfaisante par l'Office qu'il existe des circonstances particulières justifiant l'exemption du demandeur. Selon l'APC, ces dispositions pourraient constituer un paiement d'aide à la construction, la passation de contrats de transport par d'autres pipelines ou tout autre arrangement réduisant suffisamment les droits fondés sur le coût différentiel pour que les droits répondent à la ligne directrice.



La figure 1.2 est le résultat d'un consensus auquel les membres de l'APC sont arrivés au sujet de ce qui constituerait un degré tolérable d'interfinancement des nouveaux expéditeurs par les expéditeurs existants.

L'APC a jugé qu'il fallait réaliser une analyse avantages-coûts en plus d'appliquer la ligne directrice proposée du facteur de 1,2. Autrement dit, l'approbation d'une demande visant des installations exigerait non seulement qu'elle comporte des avantages nets pour le Canada selon l'analyse avantages-coûts, mais aussi qu'elle réponde à la ligne directrice du facteur de 1,2. Toute demande ne répondant pas à l'un de ces deux critères serait rejetée. (Les opinions des parties sur l'analyse avantages-coûts sont présentées à la section 19.2).

L'APC a soutenu que la déréglementation à la fois des prix intérieurs et des prix à l'exportation, ainsi que l'introduction des ventes directes sur les marchés du Canada et des États-Unis, ont créé une concurrence extrême sur le marché du gaz naturel. Ces faits nouveaux, jumelés à la chute des prix du gaz naturel, ont réduit grandement les marges de profit des producteurs de gaz naturel. Puisque la concurrence est de plus en plus forte sur le marché en question, tous les producteurs et expéditeurs subiront des pressions grandissantes en vue de la réduction au minimum des coûts de transport du gaz naturel.

L'APC a soutenu que, dans ce contexte, il est d'autant plus nécessaire de voir à ce que tout nouvel agrandissement d'installations par TransCanada ne fasse pas augmenter les frais imposés aux expéditeurs existants. Si les droits devaient augmenter, cela réduirait les revenus nets que tirent les producteurs des ventes de gaz acheminé par le réseau de TransCanada de telle sorte que les expéditeurs seraient encouragés à vendre du gaz sur des marchés desservis par d'autres réseaux ou à en vendre sur des marchés desservis par TransCanada grâce à des mécanismes de substitution ou d'échange, ce qui revient quand même à contourner le réseau de TransCanada. Cela donnerait lieu à une réduction des débits acheminés par ce réseau et à une nouvelle augmentation des coûts de transport du gaz. Cette augmentation encouragerait d'autant plus les producteurs à changer de marchés, ce qui donnerait lieu à ce que l'APC a appelé une "spirale funeste" dans laquelle plus les droits augmentent, plus les débits diminuent. Vu cette possibilité, l'APC a soutenu qu'il y a lieu de s'assurer que les agrandissements proposés des installations soient vraiment viables du point de vue économique.

L'APC a également soutenu que l'agrandissement risque d'autant plus d'être excessif que les droits applicables au réseau de TransCanada sont conçus selon la méthode de péréquation de la répartition des coûts. Selon cette méthode de conception des droits, il se peut que les expéditeurs qui demandent une capacité additionnelle ne paient pas, au cours de la durée d'effet des nouveaux contrats, des droits suffisants pour que TransCanada puisse récupérer les frais de construction des nouvelles installations. Le montant de l'augmentation du coût du service est recouvré grâce à une majoration générale des droits ce qui signifie que les nouveaux expéditeurs seront interfinancés par les anciens. Pareil interfinancement encourage l'augmentation des ventes sur les marchés que dessert le réseau de TransCanada. Ainsi, les producteurs peuvent-ils faire des ventes supplémentaires qui ne seraient pas profitables à l'ensemble du secteur de la production, compte tenu des incidences sur les droits et les revenus nets des expéditeurs existants.

En somme, l'APC a soutenu qu'en raison de la concurrence de plus en plus grande qui s'exerce sur les marchés et de l'existence de la méthode de péréquation des droits, il y a lieu d'adopter un calcul rigoureux qui imposera une discipline économique aux promoteurs d'agrandissements des installations et réduira la possibilité de sous-utilisation du réseau de TransCanada à long terme.

L'APC est d'avis que ses principales craintes peuvent être dissipées grâce à l'utilisation de la ligne directrice proposée. Celle-ci permettrait à tous les expéditeurs éventuels d'évaluer les risques et avantages associés à leurs demandes, attendu que certains marchés peuvent être attrayants pour certains vendeurs alors qu'ils ne le sont pas pour d'autres. En s'assurant que les promoteurs de ventes nouvelles ne feraient pas porter par d'autres expéditeurs une trop grande part du coût et du risque que comportent leurs décisions commerciales individuelles, la ligne directrice restreindrait l'interfinancement et protégerait les payeurs de droits existants contre les agrandissements non économiques.

En réponse aux reproches exprimés par la plupart des intervenants à son égard, selon lesquels les dispositions dont elle prévoit la prise pour répondre aux critères revenaient à l'imposition de droits fondés sur le coût différentiel, l'APC a soutenu que ces dispositions, peu importe leur nature, ne constitueraient pas des droits au sens de l'article 2 de la Loi. L'APC a précisé que, selon cet article, les droits sont des montants exigibles pour l'usage d'un pipeline qui est déjà en service et que, par conséquent, les dispositions prévues par sa ligne directrice ne seraient pas assujettis à la définition de "droits" que comprend la Loi puisqu'elles seraient prises avant la construction.

De plus, l'APC a déclaré que la ligne directrice qu'elle propose a été établie afin de prévenir les agrandissements qui pourraient nuire à la santé de l'industrie à long terme, et non pour protéger les expéditeurs existants. Elle a soutenu que les arguments de certains intervenants selon lesquels la mise en oeuvre de la ligne directrice équivaldrait à reconnaître que les payeurs de droits existants participent à la propriété du réseau sont injustifiés.

L'APC a reconnu que le facteur proposé de 1,2 est arbitraire, mais a insisté sur le fait que les problèmes auxquels on s'est efforcé de s'attaquer grâce à la ligne directrice continueraient de se poser si l'Office rejetait celle-ci. Elle a ajouté que la seule option viable, autre que sa ligne directrice, qui dissiperait ses craintes serait l'adoption de droits axés sur le coût différentiel. Toutefois, comme l'Office a clairement indiqué dans ses Motifs de décision GH-2-87 qu'il ne retenait pas l'option des droits fondés sur le coût différentiel, l'APC a indiqué que l'audience GH-1-89 était la seule occasion pratique qu'avait l'Office de traiter ces craintes. L'APC a soutenu que la ligne directrice qu'elle proposait serait, à défaut de droits axés sur le coût différentiel, un instrument raisonnable que l'Office pourrait employer pour évaluer si les agrandissements d'installations proposés sont souhaitables.

#### *Opinions des autres parties sur le calcul du facteur de 1,2 proposé par l'APC*

PPG Canada Inc. ("PPG") et CIL sont les seules parties intéressées à l'audience qui ont appuyé l'adoption de la ligne directrice proposée par l'APC. PPG a convenu du bien-fondé du calcul prévu par l'APC, mais a soutenu qu'il devait être appliqué à chaque zone tarifaire et qu'il serait acceptable que la construction des nouvelles installations ne comporte aucune augmentation nette du coût du transport. PPG est d'avis que TransCanada devrait supporter seul le risque de sous-utilisation des nouvelles installations. CIL et General Chemical s'est montrée d'accord avec l'APC au sujet du besoin d'un calcul rigoureux de la faisabilité économique auquel assujettir les nouvelles installations proposées. CIL et General Chemical n'a pas indiqué qu'il convenait d'employer un facteur de 1,2, mais a exprimé l'avis que le calcul proposé par l'APC devrait être employé de pair avec une analyse avantages-coûts sociaux ou une analyse de la valeur actualisée indiquant les avantages économiques nets des agrandissements d'installations projetés.

Un certain nombre de parties, y compris l'ASPIC, l'Ontario, Consumers Gas et Champlain, ont convenu avec l'APC que la possibilité d'interfinancement indu et le risque de sous-utilisation du réseau de TransCanada constituaient des raisons pour lesquelles l'Office devait évaluer soigneusement la viabilité économique des agrandissements de réseau pipelinier. Toutefois, ces intervenants n'ont pas jugé qu'il y avait lieu d'intégrer à un calcul de faisabilité économique le facteur de 1,2 proposé par l'APC. Toutes les autres parties se sont opposées expressément à la mise en oeuvre du calcul à facteur de 1,2 proposé par l'APC.

TransCanada a exprimé l'avis que le calcul à facteur de 1,2 était tout à fait arbitraire puisque le choix de ce facteur était fondé non pas sur des critères logiques, mais sur le simple consensus des membres de l'APC. En outre, les intervenants ont exprimé de l'inquiétude au sujet du fait que l'APC n'avait pas obtenu l'appui de tous ses membres; en effet, Amoco et PanCanadian Petroleum Limited ("PanCanadian"), tous deux membres de l'APC et comptant parmi les plus importants producteurs de gaz, n'ont pas appuyé la ligne directrice proposée.

Cette ligne directrice a été qualifiée de discriminatoire par TransCanada et différentes autres parties, parce qu'elle protégerait les expéditeurs existants contre la hausse des droits alors qu'il faudrait que les nouveaux expéditeurs versent une aide à la construction ou prennent d'autres dispositions spéciales. Quelle que soit l'option retenue par les nouveaux expéditeurs, cela donnerait aux expéditeurs existants un avantage inéquitable sur eux. La ligne directrice entraverait d'autant plus l'accès des nouveaux expéditeurs au réseau pipelinier que les expéditeurs demandant des services nouveaux seraient tenus de prendre des dispositions pour ramener au-dessous du facteur de 1,2 les coûts associés à leurs demandes. L'ASPIC a soutenu que, puisque la capacité de dégagement de fonds varie selon la compagnie, l'adoption de la proposition de l'APC pourrait, en fait, empêcher l'accès des petits producteurs au réseau.

L'Ontario a déclaré que la mise en oeuvre de la ligne directrice de l'APC pourrait décourager les nouvelles ventes directes. Devant la perspective de devoir prendre des dispositions spéciales pour respecter le facteur de 1,2, il se pourrait que les utilisateurs ultimes préfèrent simplement passer des contrats avec leur SDL. Union a soutenu que s'il en était ainsi, cela irait à l'encontre des objectifs de la déréglementation du marché intérieur.

De plus, bien des intervenants ont trouvé que la ligne directrice attribuait implicitement aux expéditeurs existants des droits de propriété à l'égard du réseau. Le procureur général du Québec a indiqué qu'on ne pouvait accorder de tels droits aux expéditeurs existants puisque les Motifs de décision GH-2-87 stipulaient que les expéditeurs ayant employé le réseau par le passé ne peuvent pas continuer d'utiliser les installations existantes sans être influencés par les circonstances nouvelles.

Bien des intervenants, y compris TransCanada, ont soutenu que la mise en oeuvre de la ligne directrice constituerait un moyen indirect d'imposer des droits fondés sur le coût différentiel: tout paiement initial devant être fait par les nouveaux expéditeurs pour respecter la ligne directrice de 1,2 constituerait des droits fondés sur le coût différentiel parce que les autres expéditeurs recevant les mêmes services de transport ne seraient pas tenus de verser un tel paiement. Ces intervenants ont soutenu que le concept des droits fondés sur le coût différentiel avait été rejeté par l'Office dans ses Motifs de décision GH-2-87 et qu'on ne devait pas le ramener en cause de façon détournée.

En outre, les intervenants ont exprimé de l'inquiétude au sujet du fait que les droits fondés sur le coût différentiel théorique ne porteraient que sur une période de trois ans. Cette période a été jugée trop courte pour indiquer la viabilité à long terme d'un agrandissement de réseau. L'ASPIC et Champlain ont soutenu que la sélection d'un délai de trois ans aux fins du calcul des droits fondés sur le coût différentiel signifiait que la ligne directrice ne portait que sur les années où ces droits seraient les plus élevés, ce qui donnerait lieu à une surestimation de l'interfinancement qui existerait à long terme. D'autres parties ont signalé que, puisque les droits imposés par TransCanada étaient liés à une base des taux dépréciatrice, il serait pratiquement inévitable que les droits fondés sur le coût différentiel qui seraient associés à tout agrandissement proposé dépassent le facteur de 1,2 prévu par la ligne directrice si le calcul ne portait que sur les trois premières années après l'agrandissement. TransCanada a ajouté que cet aspect rigoureux de la ligne directrice signifierait, en fait, que son adoption empêcherait tout nouvel agrandissement de son réseau.

Champlain a soutenu que la ligne directrice comprenait également, un aspect capricieux puisque la possibilité qu'aurait un promoteur de la respecter varierait selon que les nouvelles installations comprendraient des doublements ou des installations de compression moins coûteuses. Qui plus est, la ligne directrice pourrait encourager TransCanada à concevoir des installations en fonction de la ligne directrice plutôt que de la façon la plus économiquement efficace.

L'ASPIC a soutenu que la ligne directrice proposée par l'APC était inconsistante parce qu'elle ne s'appliquerait qu'au réseau de TransCanada et non aux autres gazoducs ou oléoducs. L'ASPIC a exprimé l'avis que cette ligne directrice ne pourrait pas s'appliquer aux autres pipelines et qu'elle n'était donc pas appropriée. L'ASPIC a fait valoir que les principes et les objectifs des politiques devaient être applicables à tous les pipelines.

Certains intervenants ont soutenu que l'Office aurait du mal à déterminer les circonstances particulières justifiant l'exemption de la ligne directrice. Union et l'ASPIC ont indiqué que le fait de statuer sur l'existence de telles circonstances pourrait allonger considérablement la période nécessaire pour entendre une demande de service nouveau, parce qu'il faudrait tenir en premier lieu une longue audience sur la valeur des circonstances particulières associées à la demande. Il faudrait que l'Office prenne une décision sur ces circonstances avant d'exiger que le demandeur réfute la présomption selon laquelle les installations pipelinaires visées par sa demande ne seraient pas économiques. L'audience sur les installations ne pourrait avoir lieu qu'une fois ces questions tranchées de façon satisfaisante.

En dernier lieu, la plupart des intervenants ont soutenu que la ligne directrice proposée par l'APC ne constituait pas un calcul de l'efficacité économique des agrandissements de réseau pipelinier. Les parties ont indiqué que tout calcul de faisabilité économique approprié doit permettre d'évaluer tous les avantages et les coûts associés à l'agrandissement faisant l'objet de la demande et que la ligne directrice ne répondait pas à ce critère parce qu'elle ne portait que sur les effets distributifs de l'agrandissement de réseau. De plus, les intervenants ont signalé que, puisqu'elle ne concernait que les effets sur les producteurs, la ligne directrice ne fournissait pas suffisamment d'information pour permettre à l'Office d'évaluer l'agrandissement proposé dans le contexte de l'intérêt global du public, comme l'exige l'article 52 de la Loi.

### *Opinions de l'Office*

L'Office convient avec l'APC que le recours grandissant aux ventes par substitution et par échange fait augmenter le risque de voir toute augmentation des droits imposée au transport par le réseau de TransCanada encourager les nouveaux expéditeurs à éviter celui-ci. De plus, l'Office reconnaît qu'il se peut que, selon la méthode de péréquation de la répartition des coûts et de la conception des droits, les droits versés par les expéditeurs faisant de nouvelles ventes ne constituent pas des revenus suffisants pour que soit recouvert le plein coût des installations additionnelles construites pour répondre à leurs demandes de service. C'est pourquoi les producteurs et les agents de commercialisation appuyant de telles ventes peuvent ne pas percevoir le plein coût économique de la vente de gaz naturel sur des marchés nécessitant la construction d'installations supplémentaires.

Vu ces considérations et la concurrence toujours plus forte qui s'exerce sur le marché nord-américain du gaz naturel, l'Office convient avec l'APC qu'il y a lieu d'examiner de près tout projet d'agrandissement de réseau pipelinier et d'adopter un moyen approprié de déterminer la faisabilité économique de pareil agrandissement.

Malgré ce qui précède, l'Office convient avec la majorité des parties qui ont pris part à l'audience que la ligne directrice à facteur de 1,2 proposée par l'APC ne serait pas un calcul approprié de la faisabilité économique des agrandissements proposés des installations du réseau de TransCanada.

Bien qu'il soit possible que les nouveaux expéditeurs ne versent pas des droits correspondant au coût différentiel de la prestation du service de transport, l'Office signale que tous les réseaux à utilisation partagée, tels que les réseaux d'égout municipaux, les réseaux téléphoniques et les réseaux de

distribution d'électricité, se caractérisent par le fait que le coût marginal de l'agrandissement dépasse généralement le coût inévitable moyen du service. C'est parce que la valeur du réseau existant diminue avec le temps que le coût marginal de la prestation de nouveaux services excède normalement le coût moyen du service existant.

Puisque le réseau pipelinier de TransCanada est un réseau de transport de gaz à utilisation partagée, l'Office est d'avis que les conditions d'accès des nouveaux expéditeurs devraient s'uniformiser dans le temps. Même s'il se peut que les droits versés par les nouveaux expéditeurs ne correspondent pas à l'augmentation du coût du transport, cela ne constitue pas une raison suffisante pour adopter une ligne directrice à l'égard des nouveaux expéditeurs qui soit plus rigoureuse que les conditions antérieures.

L'Office est d'avis que l'adoption de la ligne directrice proposée donnerait lieu à une discrimination injuste envers les nouveaux expéditeurs. Or, comme il l'a indiqué à la page 84 des Motifs de décision GH-2-87, l'Office ne juge pas approprié de mettre en oeuvre un calcul selon lequel les nouveaux expéditeurs ne seraient pas traités de la même façon que les expéditeurs existants recevant le même service par le réseau de TransCanada.

L'Office juge que l'augmentation de 20 % du coût du service que permet la ligne directrice proposée par l'APC est arbitraire et ne s'appuie sur aucune dérivation empirique.

En outre, l'Office convient que l'application du facteur de 1,2 pourrait faire fausser les décisions de planification de TransCanada sur la construction des nouvelles installations.

En dernier lieu, l'Office conclut que la proposition de l'APC ne porte que sur les effets distributifs de l'agrandissement des installations et que ce sont les avantages nets globaux de celui-ci qui doivent constituer le principal élément d'un calcul approprié de la faisabilité économique des agrandissements proposés des installations pipeliniers.

### **19.1.2 Autres mesures des effets distributifs d'un agrandissement de réseau pipelinier: incidences sur les droits, incidences sur les rentrées nettes des producteurs, et incidences sur le revenu global des producteurs à la frontière de l'Alberta**

Bien que la plupart des intervenants n'aient pas appuyé la mise en oeuvre de la ligne directrice proposée par l'APC, bon nombre d'entre eux ont convenu que les répercussions de tout projet d'agrandissement des installations sur les droits imposés par TransCanada devraient constituer un facteur à prendre en compte pour évaluer la faisabilité économique de ce projet. Toutefois, les parties en question ont soutenu qu'au lieu de mettre l'accent sur les quelques premières années après l'agrandissement, comme le proposait l'APC, il serait préférable d'examiner l'augmentation des droits prévue pour une période plus longue afin de déterminer les véritables incidences de l'agrandissement sur les expéditeurs existants. En général, ces parties ont trouvé que les projections des droits établies par TransCanada avec et sans les installations visées par la demande sont un bon indice des effets distributifs probables.

MichCon a signalé que, puisque toute majoration des droits pouvait se traduire par l'imposition d'une hausse des prix aux clients desservis par le réseau de TransCanada, l'effet de l'agrandissement des installations sur les droits influence également les utilisateurs ultimes. Consumers Gas a soutenu que toute analyse exhaustive des effets distributifs devrait englober les incidences sur les secteurs de l'industrie autres que les producteurs.

PanCanadian a convenu que les répercussions sur les droits constituent une considération importante aux fins d'évaluer si un projet d'agrandissement d'installations est souhaitable. Cependant, à son avis, ces répercussions sont un effet purement distributif et ne devraient pas être considérées comme une mesure de la faisabilité économique.

L'APC a soutenu qu'il y a lieu de tenir compte de la valeur totale de l'augmentation des droits versés par les expéditeurs existants en tant que mesure de l'effet distributif de tout agrandissement proposé.

Certaines parties ont soutenu que, puisque la majoration des droits ferait baisser les revenus nets des producteurs, l'incidence prévue sur les revenus nets devrait être une mesure de la faisabilité économique d'un agrandissement proposé des installations pipelinières. Champlain a déclaré que l'incidence de l'agrandissement sur la valeur des ventes pour les producteurs, si les prix sont liés aux revenus nets, ou sur le prix marchand, si les prix sont liés directement aux coûts, devrait être le principal facteur d'évaluation de la faisabilité économique. Champlain a ajouté que l'effet net ainsi calculé sur le revenu global des producteurs à la frontière de l'Alberta est un facteur dont il y a lieu de tenir compte.

En dernier lieu, plusieurs intervenants ont indiqué que l'Office pouvait examiner les effets distributifs des agrandissements d'installations proposés au moyen d'une méthode d'intervention en fonction des plaintes. ProGas a déclaré que toute partie estimant que l'agrandissement d'installations pipelinières lui nuirait devrait avoir l'occasion de comparaître devant l'Office pour lui en présenter la preuve. L'Office pourrait par la suite déterminer si les effets en question sont plus importants que les avantages économiques probables associés à l'agrandissement.

TransCanada a exprimé l'avis que chaque partie intéressée est dans la meilleure position pour déterminer si l'agrandissement proposé pourrait lui imposer un fardeau indûment lourd. C'est pourquoi il devrait incomber aux parties, plutôt qu'à TransCanada, d'évaluer les effets des agrandissements de son réseau.

### *Opinions de l'Office*

De l'avis de l'Office, le meilleur indice de l'incidence d'un nouvel agrandissement d'installations sur le secteur de la production est l'effet sur les droits au cours d'une période de prévision raisonnable.

La valeur nette actuelle de l'augmentation prévue des droits exigés des expéditeurs existants peut, elle aussi, révéler l'incidence négative d'un agrandissement d'installations sur les parties intéressées. Toutefois, de l'avis de l'Office, cette valeur indique mieux les incidences à la fois sur les producteurs et sur les utilisateurs ultimes que les seules incidences sur les producteurs.

L'Office convient avec MichCon qu'une partie des droits supplémentaires se traduira par une hausse des prix du gaz naturel à la consommation. Il est vrai que, selon un régime de fixation des prix en fonction des revenus nets, ce sont les producteurs qui soutiendront initialement le poids des droits supplémentaires parce que leurs revenus nets diminueront. Toutefois, à mesure que le temps passera et que des contrats de vente seront renégociés, on fera porter au moins une partie de ce poids aux consommateurs. Les producteurs doivent recouvrer à la fois leurs coûts de production et les frais de livraison de leur produit aux marchés d'utilisation ultime. Or, si les frais de transport augmentent, les prix à l'utilisation ultime augmenteront inévitablement aussi, bien que la hausse des prix sur tout marché précis dépende du degré de concurrence qui y existe et de l'ampleur des autres possibilités marchandes des producteurs.

Par conséquent, ce que la valeur nette actuelle de l'augmentation prévue des droits imposés aux expéditeurs existants indique le mieux, c'est l'incidence de la majoration des droits à la fois sur les producteurs et les utilisateurs ultimes existants.

L'Office ne croit pas qu'il soit nécessaire que TransCanada présente une analyse des effets distributifs prévus sur toutes les parties touchées. La principale incidence négative de l'agrandissement de ses installations sera l'augmentation des droits. Comme il est indiqué ci-dessus, cette incidence peut être

partagée entre les producteurs et les utilisateurs ultimes, mais la majoration prévue des droits devrait constituer le total des effets distributifs négatifs.

Toute partie qui croit que la majoration possible des droits peut lui causer un tort excessif pourrait, comme dans tout autre cas, présenter des preuves à l'appui de son point de vue.

L'Office ne croit pas que l'obtention de prévisions des incidences sur les revenus nets des producteurs aiderait à la détermination de la faisabilité économique des nouvelles installations. Dans un même ordre d'idée, la prévision de l'augmentation du revenu global des producteurs à la frontière de l'Alberta n'apporterait, en elle-même, que peu de renseignements utiles. Normalement, l'augmentation des ventes comporte une augmentation de revenus. Ce qu'il importe de déterminer dans le contexte de l'intérêt du public, c'est si les revenus supplémentaires suffiront pour couvrir tous les frais additionnels.

## **19.2 Analyse avantages-coûts sociaux**

Les participants à l'audience ont discuté longuement du rôle de l'analyse avantages-coûts sociaux dans l'évaluation de la faisabilité économique des nouvelles installations pipelinières proposées, et de la méthode qu'il convient de suivre pour réaliser pareille analyse à l'égard de ces installations.

Il est question ci-dessous de l'utilité de l'analyse avantages-coûts sociaux dans le contexte des agrandissements proposés d'installations pipelinières. La méthode à suivre pour procéder à cette analyse figure à l'annexe I du volume I des présents Motifs.

La majorité des parties à l'audience a appuyé la continuation du recours à l'analyse avantages coûts sociaux en tant qu'instrument permettant à l'Office d'évaluer la faisabilité économique des agrandissements proposés des installations. Un certain nombre de ces parties, y compris TransCanada, a soutenu que seule une analyse avantages-coûts sociaux exhaustive pouvait indiquer si un agrandissement projeté présenterait des avantages économiques nets pour le Canada.

Un certain nombre de parties, y compris Consumers Gas, GMi et Amoco/Con Ed, a convenu que l'Office devrait continuer de recourir à l'analyse avantages-coûts sociaux pour évaluer les avantages économiques nets prévus des agrandissements d'installations projetés, mais qu'il devrait également examiner d'autres renseignements, notamment au sujet des incidences sur les droits, pour déterminer les effets distributifs associés à ces agrandissements. Champlain et l'ASPIC ont exprimé l'avis que l'évaluation des effets distributifs pourrait être incorporée à l'analyse avantages-coûts sociaux, tandis que d'autres parties, dont la CCPA et Consumers Gas, ont dit croire que ces effets devraient être évalués isolément.

Bien qu'elles aient approuvé le concept général de l'analyse économique des nouvelles installations, l'APC et l'ASPIC ont exprimé l'avis que cette analyse devrait être réalisée du point de vue de l'ensemble des producteurs plutôt que dans une optique nationale. Elles ont soutenu que c'est ce point de vue qui conviendrait le mieux parce que les producteurs sont les parties les plus directement influencées par tout agrandissement. L'ASPIC a, de plus, soutenu qu'on devrait désormais employer une analyse globale de la valeur actualisée nette du point de vue du producteur, au lieu d'une analyse avantages-coûts sociaux. Comme nous l'avons déjà indiqué, l'APC estime que l'analyse avantages-coûts sociaux devrait être employée en plus de sa ligne directrice à facteur de 1,2. Autrement dit, il faudrait que la demande visant des installations non seulement comporte les avantages nets prévus pour le Canada selon l'analyse avantages-coûts sociaux, mais aussi réponde à cette ligne directrice, sinon elle serait rejetée.

Certains intervenants, y compris PPG et MichCon, ont exprimé l'avis que l'analyse avantages-coûts sociaux telle qu'elle est pratiquée actuellement ne constitue pas un calcul de viabilité économique suffisamment rigoureux parce que la marge de manoeuvre assurée par ses hypothèses de base est tellement vaste que l'analyste peut toujours arriver à un

résultat positif. Champlain et la CCPA ont proposé que l'analyse avantages-coûts sociaux soit jumelée à une analyse de la valeur actualisée du point de vue du producteur afin d'obtenir un calcul supplémentaire. PPG a exprimé l'avis que l'analyse avantages-coûts sociaux est appropriée à l'évaluation des projets publics, mais non des décisions d'investissement de sociétés privées telles que celle qui porte sur un agrandissement des installations du réseau de TransCanada.

En outre, il a été question pendant l'audience des rapports qui existent entre l'évaluation des demandes de licence d'exportation présentées selon la Partie VI de la Loi et l'évaluation des demandes visant des installations qui sont déposées conformément à la Partie III de la Loi. PanCanadian et ProGas ont exprimé l'avis qu'il faudrait présenter des analyses avantages-coûts sociaux distinctes à l'appui des demandes déposées selon chacune de ces parties de la Loi. PanCanadian a soutenu que la décision à prendre au sujet d'une demande de licence d'exportation dépend surtout de la mesure dans laquelle les quantités de gaz dont l'exportation est visée sont excédentaires par rapport aux besoins du Canada, alors que la décision sur une demande relative à des installations devrait être fondée sur les avantages nets prévus pour le Canada. La nature des décisions étant différente, des analyses distinctes devraient être présentées à l'appui des demandes de chaque type. ProGas a déclaré que si l'analyse avantages-coûts sociaux globale d'un agrandissement d'installations ne révélait pas des avantages nets, il conviendrait de séparer la demande visant des installations des demandes de licence d'exportation présentées à son appui et d'évaluer celles-ci individuellement. PanCanadian a déclaré que les demandes de service garanti supplémentaire aux fins de ventes sur le marché intérieur devraient être assujetties à une analyse avantages-coûts sociaux selon tant la Partie VI que la Partie III. Autrement dit, PanCanadian préconisait qu'il ne soit établi aucune distinction entre les ventes supplémentaires, qu'elles soient faites sur le marché intérieur ou sur le marché de l'exportation.

En dernier lieu, la plupart-des parties ont convenu que l'Office devrait continuer à examiner tout autre facteur qui lui semblerait pertinent à toute demande précise relative à des installations, comme l'y enjoint l'article 52 de la Loi.

### *Opinions de l'Office*

De l'avis de l'Office, l'analyse avantages-coûts sociaux est l'instrument le plus utile pour évaluer les avantages économiques que le Canada pourra vraisemblablement tirer de l'augmentation des ventes de gaz rendue possible par un agrandissement d'installations. Il est préférable de réaliser cette analyse dans une optique nationale plutôt que du point de vue de tout secteur de l'industrie.

Même si elle permet de mesurer les avantages économiques nets prévus pour le Canada, tels que les effets sur l'efficacité économique, l'analyse avantages-coûts sociaux n'indique pas les effets distributifs d'un agrandissement d'installations entre les parties intéressées. Il vaut mieux que l'évaluation de ces effets soit séparée de celle des effets sur l'efficacité économique globale de l'agrandissement. Tel que déjà indiqué, l'Office est d'avis que l'effet prévu sur les droits est le meilleur indice de l'incidence de l'agrandissement d'installations sur les expéditeurs existants.

Pour évaluer le bien-fondé d'un agrandissement d'installations, l'Office doit comparer la preuve au sujet des avantages nets prévus pour le Canada à tout effet négatif de la majoration des droits sur les expéditeurs existants. Il ne conviendrait pas d'évaluer grâce à une règle ou une formule inflexible tout compromis possible entre les avantages économiques et les effets distributifs négatifs. L'Office doit plutôt continuer d'user de son jugement en pondérant la preuve tant contre les agrandissements d'installations visés par des demandes qu'en faveur de ceux-ci. Toute partie qui croit qu'un agrandissement d'installations lui nuirait indûment peut comparaître devant l'Office et lui présenter des preuves à l'appui de son point de vue.



L'Office est d'avis que l'évaluation économique d'un projet d'agrandissement d'installations est étroitement liée à l'évaluation économique des demandes visant la prestation de service garanti supplémentaire, sur le marché intérieur et sur le marché de l'exportation, présentées à l'appui de la demande visant des installations. C'est la preuve de nouvelles ventes de gaz viables sur l'un de ces marchés qui justifie la construction de nouvelles installations. Les avantages que comporte un agrandissement d'installations sont l'augmentation des revenus tirés des ventes de gaz supplémentaires qu'il rend possible. Les coûts associés à l'agrandissement comprennent les coûts sociaux de la production et du transport des quantités de gaz supplémentaires au cours de la durée prévue des nouveaux contrats de vente. Si l'agrandissement d'installations ne doit servir qu'à des exportations supplémentaires, ces avantages et coûts équivalent normalement à ceux qui sont associés aux demandes de licence d'exportation présentées conformément à la Partie VI de la Loi. Il peut y avoir des cas d'exception, comme celui causé par un changement des circonstances entre le moment où les demandes de licence d'exportation sont évaluées et celui où l'Office examine la demande visant des installations. Toutefois, sauf si les circonstances changent, l'obtention de résultats favorables au cours de l'évaluation économique d'une demande de licence d'exportation présentée conformément à la Partie VI de la Loi annonce l'obtention de résultats favorables à l'évaluation économique de la demande connexe visant la construction des installations nécessaires, qui est présentée selon la Partie III de la Loi.

L'Office est d'avis que des analyses avantages-coûts sociaux devraient être présentées pour étayer les demandes de service garanti additionnel destinées à permettre une augmentation des ventes sur les marchés intérieurs. Normalement, ces analyses seraient présentées dans le cadre d'une demande visant des installations déposée par TransCanada conformément à la Partie III de la Loi. Si un changement de circonstances justifie une révision des analyses avantages-coûts des licences d'exportation en vigueur présentées à l'appui d'une demande visant des installations, les analyses révisées doivent, elles aussi, être incorporées par TransCanada à cette demande.

### **19.3 Preuve de la suffisance de l'approvisionnement en gaz naturel et de l'existence d'un marché viable à long terme**

Seules quelques-unes des parties prenant part à l'audience ont traité de la nécessité d'exiger que TransCanada prouve, à l'appui de sa demande, que l'approvisionnement à long terme en gaz naturel suffira à l'augmentation prévue des débits et qu'il existera des marchés viables à long terme à desservir grâce aux nouvelles installations visées par la demande.

La CCPA a exprimé l'avis qu'il est nécessaire d'exiger à la fois que TransCanada prouve la suffisance à long terme de l'approvisionnement en gaz pour étayer une demande relative à des installations présentée conformément à la Partie III de la Loi, et que les expéditeurs prouvent la suffisance de leur réserves individuelles pour étayer les demandes de licence d'exportation qu'ils présentent conformément à la Partie VI de la Loi. D'abord, TransCanada devrait s'assurer que tous les demandeurs de licence d'exportation ont pris des dispositions d'approvisionnement suffisantes pour justifier la construction des nouvelles installations nécessaire afin de répondre à leurs besoins en service supplémentaire. Ensuite, TransCanada devrait présenter une macro-analyse de la disponibilité à long terme du gaz naturel canadien.

La CCPA a soutenu, en outre, que les demandeurs de licence d'exportation devraient être tenus de prouver qu'ils ont passé tous les contrats nécessaires avec leurs clients, et que TransCanada devrait réaliser une macro-analyse de tout nouveau marché à desservir avant que soient approuvés les certificats autorisant la construction de nouvelles installations. PanCanadian a convenu que la force du marché à desservir grâce à l'agrandissement d'installations

proposé compte parmi les facteurs les plus importants de la viabilité à long terme de cet agrandissement, et en conséquence TransCanada devrait être tenue de présenter une étude de marché à l'appui des demandes visant des installations qu'elle présente conformément à la Partie III de la Loi.

### *Opinions de l'Office*

TransCanada devrait s'assurer que des dispositions satisfaisantes sur l'approvisionnement en gaz et des contrats de vente appropriés passés en aval soient incorporés à chacune des demandes de nouveau SG étayant une demande relative à des installations. L'Office croit que, dans le cas des demandes visant des agrandissements d'installations considérables, TransCanada devrait aussi présenter une évaluation de la disponibilité d'approvisionnements à long terme en gaz et de la viabilité à long terme des marchés à desservir. L'Office signale que les questions ayant trait aux renseignements à fournir sur l'approvisionnement global et l'approvisionnement consacré à un projet particulier dans les futures demandes de TransCanada visant des installations ont été traitées à fond pendant l'audience GHW-3-89.

Quant au besoin de prouver qu'il existe un marché viable à long terme, si l'on prouve qu'il est probable qu'il y ait une forte demande de gaz naturel à long terme dans le secteur du marché que les installations doivent desservir, il sera d'autant plus probable que les installations sur lesquelles porte la demande serviront pendant une période raisonnable. Le fait de prouver qu'il existe une forte demande marchande globale garantit aux producteurs la possibilité de vendre son gaz à d'autres utilisateurs ultimes du même secteur de marché si un utilisateur ultime particulier cesse d'acheter du gaz canadien. C'est pourquoi TransCanada devrait continuer de présenter une étude de marché globale à l'appui de ses demandes visant de nouvelles installations considérables.

## **19.4 Faisabilité économique de l'agrandissement de réseau proposé**

À l'appui de son argument selon lequel l'agrandissement de réseau proposé serait économiquement faisable, TransCanada a présenté une évaluation de ce qui suit:

- incidences de l'agrandissement proposé sur les droits;
- mesure dans laquelle le coût de prestation des nouveaux services serait recouvré grâce aux revenus de transport supplémentaires reçus à l'égard de ces services;
- revenus des producteurs, une fois soustraits les frais de transport, à la frontière de l'Alberta;
- existence de marchés viables à long terme et d'un approvisionnement suffisant; et
- avantages économiques nets pour le Canada associés à l'agrandissement.

Les points de vue de TransCanada et de l'Office sur chacun de ces éléments de détermination de la faisabilité économique sont indiqués ci-dessous.

TransCanada a présenté une projection de l'augmentation des droits à laquelle donnerait lieu l'agrandissement proposé. L'analyse a révélé qu'en 1990-1991, les droits imposés dans la zone de livraison de l'Est et à Niagara augmenteraient de 0,05 \$/GJ alors que ceux d'Emerson augmenteraient de 0,02 \$/GJ. TransCanada a ajouté que l'augmentation du coût du service découlant de l'agrandissement proposé et l'augmentation connexe des droits n'imposeraient pas un fardeau indu aux expéditeurs.

De plus, TransCanada a indiqué que le revenu tiré des droits perçus pendant l'année contractuelle 1991-1992 à l'égard des nouveaux services permettrait de recouvrer 80 % du coût de ceux-ci.

TransCanada a précisé que l'agrandissement proposé et les ventes supplémentaires qui y sont associées porteraient les revenus tirés à la frontière de l'Alberta à 386 millions de dollars en 1990-1991 et à davantage par la suite.

TransCanada a réalisé des analyses de sensibilité à la hausse des prix du gaz naturel qui ont révélé que les revenus à la frontière de l'Alberta pourraient atteindre de 440 à 533 millions de dollars en 1990-1991.

Quant à l'existence de marchés viables à long terme, TransCanada a indiqué que les taux de croissance des marchés tant canadiens que d'exportation qui sont alimentés par son réseau pipelinier devraient se maintenir à long terme. En outre, TransCanada a présenté une étude de marché établie par Foster selon laquelle la demande de gaz naturel du Nord-Est des États-Unis devrait continuer d'augmenter jusqu'en l'an 2005. C'est pourquoi TransCanada a exprimé l'avis que le risque de sous-utilisation de son réseau est minime.

Au cours de l'examen de la question de la suffisance des approvisionnements en gaz à long terme, TransCanada s'est appuyée sur l'étude Sproule (voir la section 11.2), qui a indiqué que, selon les conditions prévues des marchés canadiens et d'exportation, l'approvisionnement en gaz naturel serait suffisant pour assurer l'utilisation à long terme des installations proposées.

Pour permettre de déterminer s'il était probable que le Canada puisse tirer des avantages économiques nets de l'agrandissement proposé, TransCanada a présenté une analyse avantages-coûts indiquant que les ventes de gaz supplémentaires associées aux installations assujetties à sa demande engendreraient des avantages nets d'environ 1,1 milliard de dollars (de 1989) pour le Canada. Cette analyse était fondée sur l'hypothèse selon laquelle 85 % des installations visées par la demande serviraient à l'exportation alors que le reste des installations servirait à alimenter le marché intérieur.

En somme, TransCanada a conclu que l'agrandissement qu'elle propose était économiquement faisable.

Comme il a été indiqué à la section 19.1 des présents Motifs, un certain nombre de parties, dont l'APC, Consumers Gas, Champlain et MichCon, ont exprimé l'avis que la viabilité économique de l'agrandissement proposé devrait être évaluée soigneusement par l'Office en raison des risques de sous-utilisation et d'interfinancement indu des nouveaux expéditeurs par les anciens. Toutefois, aucune des parties n'a contesté les résultats d'analyse avantages-coûts présentés par TransCanada, de l'étude de marché réalisée par Foster ou de l'étude de l'approvisionnement réalisée par Sproule. Seule l'APC a soutenu que, selon la ligne directrice qu'elle proposait, l'agrandissement d'installations projeté n'était pas économiquement faisable.

### *Opinions de l'Office*

Comme il est indiqué à la sous-section 19.1.2 des présents Motifs, l'Office estime que l'augmentation des droits versés par les expéditeurs est un bon indice des effets que peut avoir sur les parties touchées l'agrandissement de réseau proposé. L'Office conclut que l'augmentation prévue du coût du service et la majoration connexe des droits par suite de l'agrandissement proposé n'aurait pas une incidence négative excessive sur les parties. De plus, l'Office juge satisfaisante la preuve présentée par TransCanada selon laquelle un pourcentage raisonnable du coût de la prestation des nouveaux services serait recouverte grâce aux recettes supplémentaires tirées de ces services.

Pour les raisons indiquées à la sous-section 19.1.2, l'Office est d'avis que la prévision, établie par TransCanada, de l'augmentation des revenus des producteurs à la frontière de l'Alberta n'est pas, en elle-même, utile aux fins de l'évaluation de la faisabilité économique de l'agrandissement proposé du réseau pipelinier.

Quant à la preuve relative à l'approvisionnement et aux marchés à long terme, qui a été traitée dans des sections antérieures du présent rapport, l'Office conclut qu'il existe un approvisionnement suffisant et que la demande sur les marchés intérieurs et d'exportation sera suffisamment forte à long terme pour que les installations pipelinières visées par la demande soient utilisées et utiles.

Comme il est indiqué à la section 19.2 des présents Motifs, l'Office juge que l'évaluation économique d'un projet d'agrandissement de réseau est étroitement liée à l'évaluation économique des besoins connexes en exportations supplémentaires sur les marchés intérieurs et d'exportation. L'Office n'a pas évalué la faisabilité économique de l'agrandissement proposé à la lumière de l'analyse avantages-coûts globale présentée par TransCanada. Il a plutôt fondé son évaluation de la faisabilité économique de cet agrandissement sur les avantages nets que comporteraient vraisemblablement pour le Canada:

- les nouvelles exportations proposées à l'égard desquelles des demandes de licences ont été étudiées pendant l'audience GH-1-89;
- les nouvelles exportations à l'égard desquelles des licences ont déjà été délivrées; et
- les nouveaux services sur le marché intérieur.

Au chapitre des nouvelles exportations proposées qui ont été étudiées pendant l'audience GH-1-89, l'Office s'est fié dans une large mesure aux résultats des analyses avantages-coûts que comprenaient les demandes de licence d'exportation connexes. Ces analyses prévoient, entre autres, le coût d'installations supplémentaires. C'est pourquoi l'Office estime que dans les cas où il a conclu dans les présents Motifs qu'il y a lieu de délivrer une licence d'exportation, la construction des installations pipelinières qui y sont associées a été prouvée économiquement viable.

Quant aux installations pipelinières nécessaires aux exportations à l'égard desquelles des licences ont déjà été délivrées, l'Office conclut qu'il n'y a pas eu de changement appréciable des circonstances qui justifierait une révision des demandes de licence. Par conséquent, l'Office juge que les nouvelles installations nécessaires pour assurer les exportations faisant déjà l'objet de licences sont économiquement faisables.

L'Office conclut que les ventes supplémentaires sur le marché intérieur qui sont associées à l'agrandissement proposé assureraient aux producteurs des revenus nets comparables à ceux que comportent la plupart des projets d'exportation de gaz associés à cet agrandissement à l'égard desquels l'Office a délivré de nouvelles licences d'exportation. Ainsi, les revenus supplémentaires tirés de ces ventes sur le marché intérieur devraient-ils suffire au recouvrement des coûts différentiels connexes pour le Canada. Qui plus est, l'augmentation des ventes sur le marché intérieur présente d'autres avantages pour les Canadiens puisqu'elle remplace la consommation de formes d'énergie plus coûteuses. En somme, l'Office conclut que les ventes de gaz supplémentaires sur le marché canadien comporteront probablement des avantages nets pour le Canada.

# Chapitre 20

## Décision

---

Les chapitres précédents constituent notre décision et nos motifs de décision relativement à la demande entendue par l'Office conformément à l'ordonnance d'audience GH-1-89, dans sa version modifiée.

A.B. Gilmour  
Membre président

R.B. Horner, c.r.  
Membre

K.W. Vollman  
Membre

Ottawa, Canada  
Décembre 1989

## Annexe III

# ORDONNANCE XG-1-89

---

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

RELATIVEMENT À une demande datée du 27 mars 1989 ("demande en vertu de l'article 58 pour 1989-1990") présentée par TransCanada PipeLines Limited ("TransCanada"), en vertu de l'article 58 de la Loi, visant à ce que certain doublement pipelinier soit exempté des dispositions des articles 30 et 31 de la Loi; laquelle demande a été déposée sous le numéro de référence 1555-T1-160.

DEVANT l'Office le 1<sup>er</sup> mai 1989.

ATTENDU QUE TransCanada a déposé une demande datée du 3 mars 1989, dans sa version modifiée, en vertu des parties III, IV et V de la Loi, visant, entre autres, à obtenir un certificat à l'égard de la construction de certaines installations pipelinières pour l'année contractuelle 1990-1991;

ATTENDU QUE TransCanada a déclaré que certaines des installations qu'elle se propose de construire ("les installations additionnelles") seront nécessaires durant l'année contractuelle 1989-1990 pour répondre à des besoins accrus au cours de cette année et pour permettre à TransCanada de réformer un compresseur à la station 17 sans qu'il en résulte une chute dans la capacité du réseau;

ATTENDU QUE TransCanada a inclus les installations additionnelles dans la demande en vertu de l'article 58 pour 1989-1990;

ATTENDU QUE l'Office a entendu la preuve de TransCanada et la plaidoirie de TransCanada et de toutes les parties intéressées à l'égard de la demande en vertu de l'article 58 pour 1989-1990 au cours d'une audience publique tenue conformément à l'ordonnance d'audience GH-1-89, à Ottawa, en Ontario;

ATTENDU QUE l'Office considère qu'il est conforme à l'intérêt public de faire droit à la demande de TransCanada en vertu de l'article 58 pour 1989-1990;

ET ATTENDU QUE TransCanada a déclaré que les installations visées à sa demande seraient construites en conjonction avec les installations approuvées par l'Office aux termes des certificats GC-75 et GC-76;

IL EST ORDONNÉ QUE, conformément à l'article 58, les installations additionnelles (décrites à l'annexe "A" ci-jointe et faisant partie de la présente ordonnance) sont exemptées des dispositions de l'alinéa 30(1)(a), du paragraphe 30(2) et de l'article 31 de la Loi, sous réserve de ce qui suit:

1. Aux fins de surveillance durant et après la construction, TransCanada doit inclure les installations additionnelles dans les documents qu'elle doit déposer auprès de l'Office aux termes des conditions 4, 5, 6, 7, 8 et 9 du certificat GC-76.
2. TransCanada mettra ou fera mettre en application toutes les politiques, méthodes, recommandations et marches à suivre visant la protection de l'environnement contenues ou mentionnées dans sa demande en vertu de l'article 58 pour 1989-1990, les rapports environnementaux dont elle fait mention dans sa demande, ses devis de construction de pipeline, son manuel des méthodes de protection de l'environnement, 1986, ou selon la preuve présentée à l'Office.
3. À moins d'avis contraire de l'Office, TransCanada doit, avant le début de la construction des installations additionnelles marquées d'un astérisque (\*) dans l'annexe "A", démontrer à la satisfaction de l'Office:

- (1) que toutes les autorisations fédérales réglementaires des États-Unis et du Canada ont été accordées, dans leur forme définitive et sans appel, à l'égard des nouveaux volumes d'exportation de service garanti prévus et des installations nécessaires en aval; et
  - (2) que les contrats relatifs au transport des nouveaux volumes d'exportation de service garanti prévus sur le réseau de TransCanada ont été signés.
4. À moins d'avis contraire de l'Office, TransCanada doit faire commencer la construction et la mise en place de chacune des installations additionnelles mentionnées dans la présente au plus tard le 31 décembre 1989.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

La Secrétaire

Louise Meagher

ANNEXE "A"

**Annexe "A"**

<b>Description</b>	<b>Coûts en capital estimés, TransCanada</b>
9,9 km de canalisation d'un d.e. de 1219 mm, de la VCP 13 + 13,7 km à la VCP 14	21 104 000 \$
* 6,4 km de canalisation d'un d.e. de 1219 mm, de la VCP 14 à la VCP 14 + 6,4 km	
* 4,8 km de canalisation d'un d.e. de 914 mm, de la VCP 401 à la VCP 401 + 4,8 km	6 688 000 \$

## **Annexe IV**

# **ORDONNANCE XG-2-89**

---

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

RELATIVEMENT À une demande datée du 27 mars 1989 ("demande en vertu de l'article 58 sur les installations liées à MCV") présentée par TransCanada PipeLines Limited ("TransCanada"), en vertu de l'article 58 de la Loi, visant à ce que certaines installations pipelinières qui seront construites en 1990 soient exemptées des dispositions des articles 30 et 31 de la Loi; laquelle demande a été déposée sous le numéro de référence 1555-T1-160.

DEVANT l'Office le 1<sup>er</sup> mai 1989.

ATTENDU QUE TransCanada a déposé une demande datée du 3 mars 1989, dans sa version modifiée, en vertu des parties III, IV et V de la Loi, visant, entre autres, à obtenir un certificat à l'égard de la construction de certaines installations pipelinières pour l'année contractuelle 1990-1991;

ATTENDU QUE TransCanada a déclaré que certaines des installations qu'elle se propose de construire ("les installations additionnelles") sont nécessaires pour continuer à desservir toute l'année le projet Midland Cogeneration Venture Limited Partnership ("projet MCV");

ATTENDU QUE TransCanada a déclaré qu'elle doit obtenir une approbation anticipée à l'égard des installations additionnelles compte tenu du besoin d'obtenir en temps opportun les fonds nécessaires au projet MCV;

ATTENDU QUE TransCanada a inclus les installations additionnelles dans la demande en vertu de l'article 58 sur les installations liées à MCV;

ATTENDU QUE l'Office a entendu la preuve de TransCanada et la plaidoirie de TransCanada et de toutes les parties intéressées à l'égard de la demande en vertu de l'article 58 sur les installations liées à MCV au cours d'une audience publique tenue conformément à l'ordonnance d'audience GH-1-89, à Ottawa, en Ontario;

ATTENDU QUE l'Office considère qu'il est conforme à l'intérêt public de faire droit à la demande de TransCanada en vertu de l'article 58 sur les installations additionnelles liées à MCV;

IL EST ORDONNÉ QUE, conformément à l'article 58, les installations additionnelles (décrites à l'annexe "A" ci-jointe et faisant partie de la présente ordonnance) sont exemptées des dispositions de l'alinéa 30(1)(a), du paragraphe 30(2) et de l'article 31 de la Loi, sous réserve de ce qui suit:

1. TransCanada mettra ou fera mettre en application toutes les politiques, méthodes, recommandations et marches à suivre visant la protection de l'environnement comprises ou mentionnées dans sa demande en vertu de l'article 58 pour 1989-1990, les rapports environnementaux dont elle fait mention dans sa demande, ses devis de construction de pipeline, son manuel des méthodes de protection de l'environnement, 1986, ou selon la preuve présentée à l'Office.
2. À moins d'ordre contraire de l'Office, TransCanada doit, avant le début de la construction des installations additionnelles, déposer auprès de l'Office un calendrier détaillé des travaux de construction ou des calendriers indiquant les principales activités de construction, et elle doit aviser l'Office de toutes les modifications apportées à son ou ses calendriers, au fur et à mesure qu'elle les apporte.



3. TransCanada doit, au moins dix jours avant le début de la construction du pipeline, déposer auprès de l'Office les bordereaux d'alignement, les plans de construction et les devis du pipeline.
4. TransCanada doit, dans les vingt et un jours suivant le début des travaux de soudage du pipeline, déposer auprès de l'Office des copies des méthodes de soudage acceptées et des méthodes d'essais non destructifs à utiliser au cours du projet, ainsi que la documentation à l'appui.
5. (1) TransCanada doit déposer auprès de l'Office un rapport d'évaluation environnementale postérieure à la construction dans les six mois suivant la date à laquelle la dernière autorisation de mise en service des installations additionnelles est accordée.  
  
(2) Le rapport visé dans le paragraphe (1) doit énoncer les questions environnementales qui se sont posées jusqu'à la date de dépôt du rapport et doit:
  - a) indiquer les questions réelles et celles qui sont demeurées en suspens; et
  - b) décrire les mesures que TransCanada entend prendre pour régler les questions en suspens.  
(3) TransCanada doit déposer auprès de l'Office, au plus tard le 31 décembre suivant chacune des deux saisons complètes de culture, après le dépôt du rapport d'évaluation environnementale postérieure à la construction visé dans le paragraphe (2):
  - a) une liste des questions environnementales qui, comme l'indique le rapport, sont toujours en suspens et de celles qui se sont posées depuis le dépôt du rapport, s'il en est; et
  - b) une description des mesures que la société entend prendre pour régler toute question environnementale en suspens.
6. À moins d'avis contraire de l'Office, TransCanada doit, avant le début de la construction des installations additionnelles, démontrer à la satisfaction de l'Office:
  - (1) que toutes les autorisations fédérales réglementaires des États-Unis et du Canada ont été accordées, dans leur forme définitive et sans appel, à l'égard des nouveaux volumes d'exportation de service garanti prévus et des installations nécessaires en aval; et
  - (2) que les contrats relatifs au transport des nouveaux volumes d'exportation de service garanti prévus sur le réseau de TransCanada ont été signés.
7. À moins d'avis contraire de l'Office, TransCanada doit faire commencer la construction et la mise en place de chacune des installations additionnelles mentionnées dans la présente au plus tard le 31 décembre 1989.

#### OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

La Secrétaire,

Louise Meagher

ANNEXE "A"

## Annexe "A"

Description	Coûts en capital estimés, TransCanada
5,1 km de canalisation d'un d.e. de 1219 mm, de la VCP 27 à la VCP 27 + 5,1 km	8 087 000 \$

# **ANNEXE V**

## **Décisions de l'Office, Publiées le 1<sup>er</sup> mai 1989**

---

**Décisions de l'Office, publiées le 1<sup>er</sup> mai 1989, au sujet des demandes présentées par TransCanada en vue d'obtenir: a) une exemption de l'application de la modalité 11 du certificat GC-76; b) l'exemption de l'application de l'article 58 de la Loi aux installations de 1989-1990; et c) l'exemption de l'application de l'article 58 aux installations prévues pour répondre aux besoins de MCV et d'OSP-II.**

### **Demande du 29 mars 1989 présentée par TransCanada afin d'obtenir une exemption de l'application de la modalité 11 du certificat GC-76 - Décision de l'Office:**

TransCanada a demandé d'être exemptée de l'application de la modalité 11 du certificat GC-76 à une partie des installations visées par ce certificat.

La modalité 11 exige que TransCanada prouve à l'Office que des contrats de transport ont été passés et que toutes les approbations nécessaires ont été obtenues des organismes de réglementation fédéraux des États-Unis et du Canada.

L'exemption a été demandée parce que des besoins se sont ajoutés aux besoins de base qui ont servi à déterminer les installations nécessaires approuvées par le certificat GC-76.

Ayant étudié la demande de TransCanada ainsi que la preuve et la plaidoirie présentées pendant l'audience GH-1-98, l'Office juge qu'il est dans l'intérêt du public d'accéder à la demande d'exemption de TransCanada.

C'est pourquoi l'Office ordonne par la présente l'exemption de l'application des dispositions de la modalité 11 du certificat GC-76 à 28,9 kilomètres de doublement du tronçon Western répartis comme suit: de la vanne de canalisation principale 2 à la vanne de canalisation principale 2 + 3,4 kilomètres, de la vanne de canalisation principale 13 à la vanne de canalisation principale 13 + 13,7 kilomètres, et de la vanne de canalisation principale 25 + 5,9 kilomètres à la vanne de canalisation principale 25 + 17,7 kilomètres.

L'Office signale que les 14,0 kilomètres restants du doublement du tronçon Western demeurent sujets à la modalité 11 du certificat GC-76.

### **Demande du 27 mars 1989 présentée en vertu de l'article 58 à l'égard des installations de 1989-1990 - Décision de l'Office:**

TransCanada a demandé, en vertu de l'article 58 de la Loi, l'exemption de l'application des articles 30 et 31 de la Loi à 21,1 kilomètres de doublement du tronçon Western qui sont nécessaires pour répondre à une augmentation imprévue des besoins pour l'année contractuelle 1989-1990 afin de permettre à TransCanada de réformer un compresseur à la station 17 sans que cela donne lieu à une diminution de la capacité du réseau.

À ce dernier égard, TransCanada a également demandé qu'une ordonnance soit publiée en vertu de la Partie IV de la Loi afin que la réforme du compresseur 2 de la station 17A soit considérée comme une "réforme ordinaire" aux termes du *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs*.

Après avoir étudié la demande de TransCanada ainsi que la preuve et la plaidoirie présentées pendant l'audience, l'Office conclut qu'il est dans l'intérêt du public d'accéder à la demande d'exemption.

C'est pourquoi l'Office publiera une ordonnance d'exemption à l'égard de 16,3 kilomètres de doublement d'un diamètre de 1 219 millimètres le long du tronçon Western et de 4,8 kilomètres de doublement d'un diamètre de 914 millimètres le long du prolongement Emerson.

L'approbation des 11,2 kilomètres de doublement en question sera conditionnelle à la réception, avant le début de la construction, de toutes les autorisations réglementaires et contrats de transport signés.

En outre, l'Office juge que la réforme proposée du compresseur 17A2 serait "ordinaire" selon les définitions du *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs*.

L'Office publiera une ordonnance sur les droits cadrant avec la présente décision.

### **Demande du 27 mars 1989 présentée en vertu de l'article 58 à l'égard des installations relatives à MVC et à OSP II - Décision de l'Office:**

TransCanada a demandé, conformément à l'article 58, une exemption de l'application des articles 30 et 31 de la Loi aux installations nécessaires pour répondre aux besoins de MCV et d'OSP II prévus pour l'année contractuelle 1990-1991.

Bien que la construction des installations ne soit censée commencer qu'en 1990, TransCanada a soutenu qu'il est nécessaire qu'elles soient approuvées rapidement pour que les fonds nécessaires aux deux projets en question, qui consistent à construire de grandes centrales, soient obtenus à temps.

La livraison des volumes nécessaires au projet MCV doit commencer en mai 1990. Toutefois, pour que le service se poursuive en 1990-1991, il faudra que 5,1 kilomètres supplémentaires de doublement soient installés le long du tronçon Western avant le 1<sup>er</sup> novembre 1990.

Les livraisons à OSP II doivent commencer en mai 1991. Toutefois, TransCanada propose d'installer les 34,1 kilomètres de doublement visés par sa demande d'ici le 1<sup>er</sup> novembre 1990.

#### **Installations relatives à MCV**

Après avoir étudié la demande ainsi que la preuve et la plaidoirie présentées la semaine dernière pendant la présente audience, l'Office juge recevable la demande à l'égard des installations relatives à MCV.

Puisque ces installations ont une envergure relativement restreinte et seront nécessaires à la prestation d'un service existant à longueur d'année, et que les besoins étayant la demande de ces installations ont été examinés à fond pendant une audience antérieure tenue aux termes de la Partie III de la Loi, l'Office peut juger qu'il est dans l'intérêt du public de construire les installations relatives à MCV.

C'est pourquoi l'Office publiera une ordonnance d'exemption au sujet des installations relatives à MCV.

#### **Installations relatives à OSP II**

Quant aux installations nécessaires pour répondre aux besoins d'OSP II, l'Office n'est pas convaincu qu'il serait dans l'intérêt du public canadien de publier une ordonnance en vertu de l'article 58 de la Loi à l'égard des installations pipelinières prévues dans la demande, pour répondre aux besoins d'OSP II, plutôt que de statuer sur ces installations, comme sur les autres qui font l'objet de l'audience GH-1-89, conformément à l'article 52 de la Loi.

L'Office a permis qu'on porte au procès-verbal la preuve dans laquelle l'APC recommande une évaluation de la faisabilité économique des installations additionnelles. Bien qu'il n'ait pas encore été établi qu'il y ait lieu d'en réaliser une, la délivrance d'une ordonnance en vertu de l'article 58 de la Loi à l'égard des installations relatives à OSP II empêcherait l'Office d'assujettir ces installations à pareille évaluation, ce qui donnerait au projet d'OSP II un avantage inéquitable par rapport aux autres projets.

Le fait de soustraire ainsi un projet à une éventuelle évaluation de faisabilité économique pourrait rendre peu pratique la réalisation d'une telle évaluation sur d'autres projets et pourrait être considéré comme un traitement préférentiel d'un projet en regard des autres.

La raison pratique pour laquelle TransCanada a déclaré vouloir qu'une ordonnance soit publiée en vertu de l'article 58 à l'égard des installations relatives à OSP II, soit pour satisfaire aux exigences d'institutions prêteuses des États-Unis, ne suffit pas à convaincre l'Office d'écourter l'examen de ces installations conformément à l'article 52.

Conformément à la pratique antérieure, l'Office sera disposé, à la fin de la présente audience, à étudier individuellement toute demande de décision anticipée à l'égard des installations relatives à un projet particulier.

## **Annexe VI**

### **Décision de l'Office du 19 juin 1989**

---

#### **Décision de l'Office, publiée le 19 juin 1989, au sujet d'une demande présentée par TransCanada, aux termes de l'article 58, visant les installations nécessaires au transport de gaz pour Northridge:**

TransCanada a présenté une demande, conformément à l'article 58 de la Loi, en vue de faire exempter des dispositions des articles 30 et 31 de la Loi la construction de 1,6 kilomètres de doublement d'un diamètre de 1 219 millimètres, de la vanne de canalisation principale 401 + 4,8 kilomètres à la vanne de canalisation principale 401 + 6,4 kilomètres, de façon à pouvoir fournir un service garanti de transport de gaz naturel à Northridge Petroleum Marketing Inc.

Après avoir étudié la demande, ainsi que la preuve et la plaidoirie, l'Office conclut qu'il est conforme à l'intérêt public de faire droit à la demande d'exemption. Plus particulièrement, l'Office observe qu'une ordonnance aux termes du paragraphe 71 (2) a été délivrée à TransCanada aux fins de la prestation de service garanti à Northridge, et qu'aucune question n'a été alors soulevée quant à la construction des installations proposées.

Par conséquent, l'Office délivrera une ordonnance d'exemption à l'égard du doublement de 1,6 kilomètres de longueur et de 1 219 millimètres de diamètre le long du prolongement Emerson.

L'Office approuve le doublement de 1,6 kilomètres de longueur et de 1 219 millimètres de diamètre sous réserve de recevoir la preuve que TransCanada et Northridge ont signé une entente de renfort.

## **Annexe VII**

# **ORDONNANCE XG-8-89**

---

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

RELATIVE À une demande, datée du 1<sup>er</sup> juin 1989, présentée par TransCanada PipeLines Limited ("TransCanada"), conformément à l'article 58 de la Loi, pour obtenir une exemption de l'application des dispositions des articles 30 et 31 de la Loi relativement à certaines installations pipelinières; laquelle demande a été déposée auprès de l'Office sous le numéro de référence 1555-T1-160.

DEVANT l'Office le 19 juin 1989.

ATTENDU QUE TransCanada a déclaré qu'un doublement de 1,6 km, d'un d.e. de 1 219 mm, de la VCP 401 + 4,8 km à la VCP 401 + 6,4 km, est nécessaire dans l'année contractuelle 1989-1990 pour assurer le transport garanti du gaz naturel destiné à Northridge Petroleum Marketing, Inc. ("Northridge");

ATTENDU QUE TransCanada a déclaré que lesdites installations seraient construites en même temps que les installations approuvées par l'Office conformément aux certificats GC-75 et GC-76;

ATTENDU QUE l'Office a entendu la preuve produite par TransCanada et la plaidoirie de toutes les parties intéressées concernant la demande durant une audience publique tenue conformément à l'ordonnance d'audience GH-1-89, à Ottawa, en Ontario;

ET ATTENDU QUE l'Office juge qu'il est dans l'intérêt public d'accorder la mesure sollicitée par TransCanada dans sa demande;

IL EST ORDONNÉ QUE, conformément à l'article 58 de la Loi, le doublement susmentionné de 1,6 km, d'un diamètre extérieur de 1219 mm, est exempté de l'application des dispositions de l'alinéa 30(1)(a), du paragraphe 30(2) et de l'article 31 de la Loi, sous réserve des conditions suivantes:

1. À des fins de surveillance pendant et après la construction, TransCanada doit comprendre le doublement de 1,6 km, d'un d.e. de 1 219 mm, dans la documentation qu'elle présentera à l'Office conformément aux conditions 4, 5, 6, 7, 8 et 9 du certificat GC-76.
2. TransCanada doit appliquer ou faire appliquer toutes les politiques, pratiques, recommandations et procédures pour la protection de l'environnement incluses dans sa demande, dans ses rapports environnementaux mentionnés dans sa demande, dans les devis de construction de ses installations pipelinières, dans son Manuel des pratiques de protection de l'environnement de 1986, ou présentées dans la preuve produite devant l'Office.
3. Sauf avis contraire de l'Office, TransCanada doit, avant de commander les matériaux nécessaires pour la construction du doublement de 1,6 km, d'un d. e. de 1 219 mm, démontrer à l'Office que Northridge et TransCanada ont passé un accord de renfort relativement à ces installations.
4. Sauf indication contraire de l'Office, TransCanada doit faire commencer la construction du doublement de 1,6 km, d'un d. e. de 1 219 mm, le ou avant le 31 décembre 1989.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

La Secrétaire,  
Louise Meagher



## **Annexe VIII**

# **Décision de l'ONE concernant les installations de 1990-1991 de TransCanada**

---

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, S.R.C. 1985, c. N-7 ("la Loi") et à ses règlements d'application; et

RELATIVEMENT À une demande datée du 29 décembre 1988, dans sa version modifiée, présentée par TransCanada PipeLines Limited ("TransCanada"), conformément aux Parties III et IV de la Loi, pour l'obtention d'un certificat relatif à certaines installations proposées, d'ordonnances exemptant certaines de ces installations de l'application des dispositions de certains articles de la Loi, et d'une ordonnance concernant la réforme de certains compresseurs; laquelle demande a été déposée auprès de l'Office sous le numéro de référence 1555-T1-160; et

RELATIVEMENT AUX instructions de l'Office national de l'énergie relativement à la procédure GH-1-89, dans leur version modifiée.

### **DÉCISION**

**Après étude de la preuve produite à l'audience publique tenue conformément à l'ordonnance d'audience GH-1-89, dans sa version modifiée, et des plaidoiries et mémoires présentés par toutes les parties, l'Office recommandera au gouverneur en conseil d'approuver la délivrance, par l'Office, d'un certificat relatif aux installations proposées, comprises dans la demande datée du 29 septembre 1988 de TransCanada, dans sa version modifiée, sauf:**

- (1) le déplacement proposé d'un compresseur de 5,7 MW à la jonction Kirkwall à la VCP 1301;**
- (2) les installations destinées à assurer une protection contre la perte d'unités le long du tronçon Western de TransCanada; et**
- (3) le prolongement de Gananoque et les installations de comptage connexes.**

**Des copies des conditions dont sera assorti le certificat, s'il est approuvé par le gouverneur en conseil, sont jointes à la présente. En ce qui a trait au projet de doublement des installations pipelinières actuelles, l'Office est disposé à exempter ces installations, conformément à l'article 58 de la Loi, de l'application des dispositions des alinéas 31(c) et (d) et de l'article 33 de la Loi**

**sous réserve que toutes les options ou servitudes nécessaires aient été signées par les propriétaires des terrains visés avant le début des travaux de construction.**

**En ce qui a trait au projet de réforme de compresseurs aux stations 5A et 75A, l'Office a délivré l'ordonnance TG-7-89 dans laquelle il ordonne à TransCanada de traiter les réformes proposées des compresseurs comme des "réformes ordinaires" au sens du *Règlement sur la comptabilité uniforme des gazoducs*.**

**Ottawa (Ontario)**

**Septembre 1989**

**Conditions du certificat relatif à certaines installations pipelinières (décrites dans l'annexe A ci-jointe)**

1. TransCanada doit posséder et exploiter les installations pipelinières pour lesquelles le certificat est délivré (les installations additionnelles).
2. (1) TransCanada doit faire dessiner, fabriquer, situer, construire et mettre en place les installations additionnelles conformément aux devis, dessins et autres informations ou données présentés dans sa demande ou dans la preuve produite devant l'Office, sauf lorsque des modifications sont apportées aux termes du paragraphe (2).  
  
(2) TransCanada ne fera pas modifier les devis, dessins ou autres informations ou données mentionnés au paragraphe (1) sans l'autorisation préalable de l'Office.
3. TransCanada doit appliquer ou faire appliquer toutes les politiques, pratiques, recommandations et procédures pour la protection de l'environnement incluses dans sa demande, dans ses rapports environnementaux déposés comme partie intégrante de sa demande, dans les devis de construction de ses installations pipelinières, dans son Manuel de pratiques de protection de l'environnement de 1986, ou présentées dans la preuve produite devant l'Office à l'audience GH-1-89.
4. En ce qui a trait au doublement Burstall-Leibenthal, TransCanada doit, au moins 21 jours avant de commencer la construction, soumettre à l'Office le plan de restauration final relatif à Great Sand Hills.
5. TransCanada doit, au moins 10 jours avant de commencer la construction, déposer auprès de l'Office un calendrier détaillé des travaux de construction ou des calendriers indiquant les principales activités de construction et elle doit aviser l'Office de toutes les modifications apportées à son ou ses calendriers, au fur et à mesure qu'elle les apporte.
6. TransCanada doit, au moins 10 jours avant de commencer la construction, déposer auprès de l'Office les résultats des études des ressources du patrimoine mentionnées dans l'audience GH-1-89, y compris toutes les mesures d'atténuation ou d'évitement correspondantes.

7. TransCanada doit, au moins 10 jours avant de commencer la préparation du site du croisement de la rivière Niagara, déposer auprès de l'Office:
  - (i) les devis environnementaux et les dessins détaillés du croisement; et
  - (ii) une copie du plan de restauration détaillé des terres du parc sur la rive canadienne.
8. À moins d'avis contraire de l'Office, TransCanada doit, avant de commencer la construction des installations additionnelles, démontrer à la satisfaction de l'Office ce qui suit:
  - (1) en ce qui a trait aux nouveaux volumes d'exportation garantie, toutes les approbations nécessaires des organismes de réglementation américains et canadiens, y compris les autorisations d'exportation canadiennes à long terme, ont été accordées; et
  - (2) en ce qui a trait au transport des nouveaux volumes dans le cadre du service garanti par le réseau de TransCanada:
    - (a) les contrats de transport ont été signés;
    - (b) toutes les approbations nécessaires des organismes de réglementation américains et canadiens ont été accordées relativement à toutes les installations ou services de transport nécessaires en aval; et
    - (c) des contrats ont été signés quant à l'approvisionnement en gaz.
9. Sauf avis contraire de l'Office, TransCanada doit, avant de commencer la construction des installations approuvées, soumettre à l'Office:
  - (1) les tableaux des besoins, dans la même présentation que les tableaux 2, 3 et 5 du sous-onglet 1 de l'onglet "Besoins" de la pièce B-1 de l'audience GH-1-89, indiquant les besoins prévus dans le scénario de base et les besoins pour lesquels la condition 8 a été satisfaite; et
  - (2) les diagrammes de débit du réseau de TransCanada démontrant que les installations approuvées dont la construction doit être autorisée sont exigées pour le transport du gaz visé par les besoins mentionnés au paragraphe (1).
10. Durant la construction, TransCanada déposer auprès de l'Office des rapports d'avancement des travaux de construction et des rapports de coût mensuels, dans une présentation qui sera arrêtée après consultation du personnel de l'Office; ces rapports fourniront une ventilation, par emplacement et par installation, des coûts engagés durant le mois de rapport, le pourcentage d'achèvement de chaque activité et une mise à jour des prévisions de coût pour l'achèvement du projet.
11. TransCanada doit, dans les 21 jours précédant le commencement de la soudure du pipeline, déposer auprès de l'Office des copies des procédures de soudure certifiées et des essais non destructifs à utiliser durant le projet, ainsi que la documentation à l'appui.
12. TransCanada doit, dans les six mois suivant la mise en service des installations additionnelles, déposer auprès de l'Office un rapport donnant:

- (1) une ventilation des coûts encourus relativement à la construction des installations additionnelles, dans la présentation utilisée dans les annexes 3 à 22 du sous-onglet 10 de l'onglet "Installations" de la pièce B-1 de l'audience GH-1-89, comparant les coûts réels aux coûts prévus et expliquant tout écart important par rapport aux estimations; et
  - (2) le pourcentage du contenu canadien réel en regard de celui prévu dans l'annexe 23 du sous-onglet 10 de l'onglet "Installations" de la pièce justificative B-1 de l'audience GH-1-89, et expliquant les écarts importants.
13. (1) TransCanada doit déposer auprès de l'Office un rapport d'évaluation environnementale postérieure à la construction dans les six mois suivant la date à laquelle la dernière autorisation de mise en service des installations additionnelles est accordée.
- (2) Le rapport visé par le paragraphe (1) doit énoncer les questions environnementales qui se sont posées jusqu'à la date du dépôt du rapport et doit:
- (a) indiquer les questions réglées et celles qui sont demeurées en suspens, et
  - (b) décrire les mesures que TransCanada entend prendre pour régler les questions en suspens.
- (3) TransCanada doit déposer auprès de l'Office, au plus tard le 31 décembre suivant chacune des deux premières saisons complètes de culture, après le dépôt du rapport visé au paragraphe (2):
- (a) une liste des questions environnementales qui, comme l'indique le rapport, sont toujours en suspens et de celles qui se sont posées depuis le dépôt du rapport, s'il en est; et
  - (b) une description des mesures que TransCanada entend prendre pour régler toute question environnementale en suspens.
14. À moins d'avis contraire de l'Office, TransCanada doit faire commencer la construction et la mise en place de chacune des installations additionnelles, mentionnées dans la présente, au plus tard le 31 décembre 1990.

## **Annexe "A"**

### **CONDUITES**

#### **Emplacement**

#### **Installations**

- |              |   |
|--------------|---|
| Saskatchewan | <ul style="list-style-type: none"> <li>• 28,1 km de doubl. 1219 mm d.e. VCP 2 + 3,4 km à VCP 3</li> <li>• 29,6 km de doubl. 1219 mm d.e.VCP 3 à VCP 4</li> <li>• 10,4 km de doubl. 1219 mm d.e.VCP 5 à VCP 5 + 10,4 km</li> <li>• 21,5 km de doubl. 1219 mm d.e.VCP 14 + 6,4 km à VCP 15</li> <li>• 23,4 km de doubl. 1219 mm d.e.VCP 15 à VCP 15 + 23,4 km</li> <li>• 3,5 km de doubl. 1219 mm d.e.VCP 18 à VCP 18 + 3,5 km</li> </ul> |
|--------------|---|

- 27,6 km de doubl. 1219 mm d.e.VCP 24 à VCP 25
- Manitoba
  - 19,7 km de doubl. 1219 mm d.e.VCP 27 + 5,1 km à VCP 28
  - 19,8 km de doubl. 1219 mm d.e.VCP 28 à VCP 28 + 19,8 km
  - 27,1 km de doubl. 1219 mm d.e.VCP 32 à VCP 33
  - 11,8 km de doubl. 1219 mm d.e.VCP 33 à VCP 33 + 11,8 km
  - 18,1 km de doubl. 1219 mm d.e.VCP 401 + 6,4 km à VCP 402
  - 23,8 km de doubl. 1219 mm d.e.VCP 402 à VCP 402 + 23,8 km
- Ontario
  - 8,5 km de doubl. 1067 mm d.e.VCP 69 + 10,1 km à VCP 69 + 18,6 km
  - 13,9 km de doubl. 914 mm d.e.VCP 147 à VCP 147 + 13,9 km
  - 10,1 km de doubl. 914 mm d.e.VCP 210 à VCP 211
  - 9,4 km de doubl. 914 mm d.e.VCP 213A à VCP 214
  - 1,6 km de doubl. 914 mm d.e.VCP 215 à VCP 216
  - 0,3 km de doubl. 762 mm d.e.VCP 216 à la frontière canado-américaine
  - 14,5 km de doubl. 914 mm d.e.VCP 501 + 8,8 km à la station de comptage Dawn
  - 32,5 km de doubl. 762 mm d.e. Kirkwall à Neale Jet.
- Québec
  - 35,5 km de cond. 323,9 mm d.e.VCP 802 à la frontière canado-américaine
  - 16,2 km de doubl. 508 mm d.e.VCP 707 + 4,7 km à VCP 802

## COMPRESSEURS

### Emplacement

### Installations

Saskatchewan Manitoba	Trois compresseurs de 26,1 MW (stations 13, 21 et 41)
Ontario	Deux stations de compression de 15,6 MW (stations 1211 et 1217)

## STATIONS DE COMPTAGE

<b>Emplacement</b>	<b>Installations</b>
Manitoba	Une station de comptage (Emerson)
Ontario	Une station de comptage (Niagara)
Ontario	Une station de comptage (Dawn)
Québec	Une station de comptage (Napierville)

### **ORDONNANCE TG-7-89**

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

RELATIVEMENT À une demande, datée du 29 décembre 1988, dans sa version modifiée, présentée par TransCanada PipeLines Limited ("TransCanada") conformément aux Parties III et IV de la Loi pour l'obtention, entre autres choses, d'une ordonnance portant sur la réforme de certains compresseurs à titre de réforme "ordinaire" en vertu du *Règlement sur la comptabilité uniforme des gazoducs* ("le Règlement sur la comptabilité"); laquelle demande a été déposée auprès de l'Office sous le numéro de référence 1555-T1-160.

DEVANT l'Office le 21 août 1989;

ATTENDU QU'une audience publique s'est tenue conformément à l'ordonnance d'audience GH-1-89, à Calgary, en Alberta, et à Ottawa, en Ontario, au cours de laquelle l'Office a entendu TransCanada et toutes les parties intéressées, relativement aux réformes sollicitées;

ET ATTENDU QUE l'Office juge que les réformes proposées de compresseurs de TransCanada sont des "réformes ordinaires" au sens du paragraphe 39(1) du Règlement sur la comptabilité;

IL EST ORDONNÉ QUE TransCanada doit, aux fins de comptabilité, d'établissement de droits et de tarifs, traiter la réforme des compresseurs n° 2 à la station 5A et n° 1 à la station 75A comme des "réformes ordinaires" au sens du paragraphe 39(1) du Règlement sur la comptabilité.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

La Secrétaire,

Louise Meagher

# Annexe IX

---

## TRACÉ DES PIPELINES

### *Approbation de l'Office*

- 31 Sauf dispositions contraires de la présente loi, la compagnie ne peut commencer la construction d'une section ou partie de pipeline que si les conditions suivantes sont réunies:
- a) l'Office l'a, par la délivrance d'un certificat, autorisée à construire la canalisation;
  - b) elle s'est conformée aux conditions dont le certificat est assorti;
  - c) les plan, profil et livre de renvoi de la section ou partie de la canalisation projetée ont été approuvés par l'Office;
  - d) des copies des plan, profil et livre de renvoi approuvés, certifiées conformes par le secrétaire, ont été déposées aux bureaux des directeurs de l'Enregistrement des districts ou comtés que doit traverser cette section ou partie du pipeline, S.R., ch. N-6, art. 27; 1980-81-82-83, ch. 116, art. 9.

### *Demande de certificat: documents à produire*

32. (1) La demande de certificat doit être accompagnée d'une carte indiquant l'emplacement général de la canalisation projetée, les terminus, et les villes, villages, voies ferrées et eaux navigables qu'elle doit traverser ou sous lesquels elle doit passer, ainsi que les plans, devis et renseignements complémentaires ou supplémentaires que l'Office estime nécessaires.

### *Avis aux procureurs généraux des provinces*

- (2) La compagnie est tenue de transmettre une copie de la demande et de la carte au procureur général de chaque province touchée par la demande: l'Office doit exiger qu'un avis de la demande soit donné par publication dans des journaux ou par un autre moyen. S.R., ch. N-6, art.28.

## PLAN, PROFIL ET LIVRE DE RENVOI

### *Présentation à l'Office*

33. (1) Une fois le certificat délivré, la compagnie doit préparer et soumettre à l'Office les plan, profil et livre de renvoi du pipeline.

### *Détails*

- (2) Les plan et profil donnent les détails que l'Office peut exiger.

### *Désignation des terrains*

- (3) Le livre de renvoi doit décrire la portion de terrain qu'il est prévu de prendre dans chaque parcelle à traverser, en donnant le numéro des parcelles et les longueur et largeur et superficie de la portion à prendre, ainsi que les noms des propriétaires et occupants, dans la mesure où il est possible de les constater.

### *Autres renseignements*

- (4) Les plan, profil et livre de renvoi doivent répondre aux exigences de l'Office: celui-ci peut enjoindre à la compagnie de fournir tous renseignements complémentaires ou supplémentaires qu'il estime nécessaires. S.R., ch. N-6, art. 29; S.R., ch. 27 (1<sup>er</sup>suppl.) art. 9.

## **DÉTERMINATION ET ACCEPTATION DU TRACÉ DÉTAILLÉ**

### *Avis aux propriétaires*

34. (1) La compagnie qui soumet les plan, profil et livre de renvoi visés au paragraphe 33 (1) doit, selon les modalités fixées par l'Office:
- a) signifier un avis à tous les propriétaires des terrains à acquérir, dans la mesure où leur identité peut être établie;
  - b) publier un avis dans au moins un numéro d'une éventuelle publication largement diffusée dans la région où se trouvent ces terrains.

### *Teneur des avis*

- (2) Les avis prévus au paragraphe (1) doivent donner le tracé détaillé du pipeline et l'adresse des bureaux de l'Office, et énoncer que le propriétaire et les personnes visées au paragraphe (4) ont le droit de présenter à l'Office, dans le délai prévu au paragraphe (3) ou (4), selon le cas, des observations à cet égard.

### *Opposition*

- (3) Le propriétaire de terrains à qui un avis a été signifié conformément au paragraphe (1) peut s'opposer au tracé détaillé en transmettant à l'Office, dans les trente jours suivant la signification, une déclaration écrite indiquant la nature de son intérêt et les motifs de son opposition.

### *Autres opposants*

- (4) Toute personne qui, sans être propriétaire de terrains visés au paragraphe (3), estime que le tracé peut nuire à ses terrains peut s'opposer au tracé détaillé en transmettant à l'Office dans les trente jours suivant la dernière publication de l'avis prévu au paragraphe (1), une déclaration écrite indiquant la nature de son intérêt et les motifs de son opposition. 1980-81-82-83,ch.80,art. 2.

### *Audience publique*

35. (1) S'il reçoit les déclarations visées au paragraphe 34(3) ou (4) dans les délais fixés, l'Office ordonne la tenue, dans la région où se trouvent les terrains visés par la déclaration, d'une audience publique sur les motifs d'opposition qui y sont énoncés.

### *Avis d'audience publique*



- (2) L'Office fixe les date, heure et lieu appropriés à la tenue de l'audience publique mentionnée au paragraphe (1). Il fait publier l'avis de tenue de l'audience dans au moins un numéro d'une éventuelle publication largement diffusée dans la région où se trouvent les terrains et l'envoie aussi à chacun des opposants.

### ***Possibilité de faire des observations***

- (3) L'Office tient une audience publique aux date, heure et lieu fixés et donne la possibilité à chacune des personnes qui lui ont transmis une déclaration d'opposition de lui présenter des observations; il peut aussi autoriser d'autres personnes intéressées à lui présenter des observations s'il les juge acceptables.

### ***Inspection des terrains***

- (4) L'Office ou la personne qu'il autorise à cet effet peut procéder aux visites, des terrains à acquérir ou de ceux qui sont touchés, qu'il estime nécessaires.
- (5) L'Office est dispensé de prendre les mesures prévues au présent article à l'égard des déclarations qui lui ont été transmises conformément au paragraphe 34(3) ou (4), notamment la transmission des avis et la tenue d'une audience, ou peut, à tout moment, ne pas tenir compte de ces déclarations, dans l'un ou l'autre des cas suivants:
- a) la personne qui a transmis la déclaration d'opposition lui communique un avis de retrait de celle-ci;
  - b) la déclaration d'opposition lui semble futile, vexatoire ou dénuée de bonne foi. 1980-81-82-83, ch.80, art.2.

### ***Observations à prendre en compte***

36. (1) Sous réserve des paragraphes (2) et 35(5), l'Office ne peut approuver les plan, profil et livre de renvoi sans tenir compte des déclarations qui lui ont été transmises conformément aux paragraphes 34(3) ou (4) et des observations qui lui ont été présentées en audience publique dans la détermination du meilleur tracé possible et des méthodes et moments les plus appropriés à la construction du pipeline.

### ***Exception***

- (2) L'Office peut approuver les plan, profil et livre de renvoi relatifs à toute section ou partie d'un pipeline qui n'ont pas fait l'objet de la déclaration visée au paragraphe 34(3) ou (4). 1980-81-82-83, ch. 80, art. 2.

### ***Conditions***

L'Office peut assortir l'approbation donnée aux termes de l'article 36 des conditions qu'il juge indiquées. 1980-81-82-83, ch.80, art 2.

### ***Avis de la décision***

38. L'Office transmet sans délai, motifs à l'appui, une copie de toute décision d'approbation ou de refus d'approbation des plan, profil et livre de renvoi relatifs à une section ou partie de pipeline rendue après l'audience publique visée au paragraphe 35(3) au ministre et à chacune des personnes qui lui ont présenté des observations à l'audience. 1980-81-82-83, ch.80, art.2.

***Paiement des frais***

39. L'Office peut fixer à la somme qu'il juge raisonnable les frais entraînés par la présentation d'observations lors d'une audience publique; ce montant doit être versé sans délai à la personne en cause par la compagnie dont le tracé a donné lieu à la tenu de l'audience. 1980-81-82-83, ch.80, art. 2.

# Annexe X

## ORDONNANCE TG-5-89

---

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

RELATIVEMENT À une demande datée du 27 mars 1989 ("demande en vertu de l'article 58 pour 1989-1990") présentée par TransCanada PipeLines Limited ("TransCanada"), en vertu des parties III, IV et V de la Loi, visant, entre autres, à obtenir une ordonnance traitant la réforme du compresseur 17A2 "d'ordinaire" au sens du *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs* ("Règlement sur la comptabilité"); laquelle demande a été déposée sous le numéro de référence 1555-T1-160.

DEVANT l'Office le 1<sup>er</sup> mai 1989.

ATTENDU QUE l'Office a entendu la preuve de TransCanada et la plaidoirie de TransCanada et de toutes les parties intéressées à l'égard de la demande en vertu de l'article 58 pour 1989-1990 au cours d'une audience publique tenue conformément à l'ordonnance d'audience GH-1-89, à Ottawa, en Ontario;

ET ATTENDU QUE l'Office considère que la réforme dudit compresseur est une "réforme ordinaire" selon la définition donnée dans le paragraphe 39(1) du Règlement sur la comptabilité;

IL EST ORDONNÉ QUE, aux fins de la comptabilité, de l'établissement des droits et de la tarification, TransCanada traite la réforme du compresseur n° 2 de la station 17, usine 'A', comme une "réforme ordinaire" selon la définition donnée dans le paragraphe 39(1) du Règlement sur la comptabilité.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

La Secrétaire,

Louise Meagher

# Annexe XI

## Ordonnance d'audience GH-1-89

### Liste révisée des questions relatives à la Partie III

---

La liste vise à aider toutes les parties à définir les questions clés qui seront traitées durant l'audience. L'Office se réserve toutefois le droit de traiter d'autres questions normalement soulevées en vertu du mandat qui lui est confié aux termes de la Partie III de la Loi.

Au cours de l'audience, l'Office étudiera, entre autres, les questions suivantes:

- Question III-1            Le caractère raisonnable des prévisions établies par TransCanada quant aux besoins sur les marchés intérieur et de l'exportation, plus particulièrement pour l'année de conception 1990-1991. Cela comprendrait notamment un examen de l'impact éventuel, sur les prévisions des besoins établies par TransCanada, de l'accroissement des importations de gaz vers le Canada.
- Question III-2            Le caractère raisonnable des prévisions à long terme établies par TransCanada quant à la demande de gaz naturel chez les utilisateurs ultimes canadiens.
- Question III-3            La faisabilité économique du projet d'agrandissement, compte tenu notamment:
- a.        de la question à savoir si les revenus tirés des ventes de gaz proposées seraient assez élevés pour recouvrer tous les frais, compte tenu des coûts des installations supplémentaires liés aux ventes supplémentaires (c.-à-d. la question à savoir si le Canada en tirera des avantages nets);
  - b.        des revenus nets cumulés à la frontière de l'Alberta;
  - c.        de la mesure dans laquelle le coût de prestation des nouveaux services proposés serait compensé par les revenus additionnels provenant de ces services;
  - d.        de l'existence et du caractère approprié des marchés et de l'approvisionnement à long terme en gaz;
  - e.        des méthodes de rechange, en matière de calcul des droits, en vue du recouvrement des frais liés aux prolongements Gananoque et Napierville.
- Question III-4            L'à-propos de la construction d'installations pour acheminer des volumes non répartis de 20 millions de pieds cubes par jour en 1990-1991.
- Question III-5            Le niveau approprié de service de transport que TransCanada doit obtenir, par contrat, auprès de Great Lakes, et la probabilité de la disponibilité, en temps opportun, de ce service.
- Question III-6            Le niveau approprié de service de transport que TransCanada doit obtenir, par contrat, auprès de Union Gas Limited, et la probabilité de la disponibilité, en temps opportun, de ce service.

- Question III-7 La capacité supplémentaire requise sur les réseaux pipeliniers en amont et en aval, et la probabilité de la disponibilité, en temps opportun, d'un tel service.
- Question III-8 L'à-propos continu de la conception du tronçon Western en fonction des besoins des jours de pointe et en prévision de pannes de compresseur.
- Question III-9 La combinaison appropriée de doublements et de compresseurs pour le projet d'agrandissement, et la conformité de cette combinaison avec le cheminement d'agrandissement à long terme du réseau.
- Question III-10 L'à-propos de l'emplacement du doublement proposé compte tenu de l'empiètement urbain croissant et des modes d'utilisation des terres.
- Question III-11 L'à-propos des tracés proposés des prolongements Gananoque, en Ontario, et Napierville, au Québec.
- Question III-12 Les incidences environnementales éventuelles du projet d'installations additionnelles, notamment les croisements de la rivière Niagara et du fleuve St-Laurent.
- Question III-13 Les modalités dont doivent être assortis d'éventuels certificats ou ordonnances.