



\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

# **Office national de l'énergie**

---

## **Motifs de décision**

relativement à

## **TransCanada PipeLines Limited**

Volume I  
Conception des droits  
et faisabilité économique

**GH-5-89**

**Novembre 1990**

© Ministre des Approvisionnements et Services  
Canada 1990

N° de cat. NE 22-1/1990-11F  
ISBN 0-662-96404-7

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) 998-7204

Printed in Canada

# Table des matières

<b>Liste des tableaux</b> .....	(iii)
<b>Liste des figures</b> .....	(iii)
<b>Liste des annexes</b> .....	(iii)
<b>Abréviations</b> .....	(iv)
<b>Exposé et comparutions</b> .....	(viii)
<b>Synopsis</b> .....	(xiii)
<b>1. Introduction</b> .....	1
<b>2. Traitement tarifaire des coûts en capital et des coûts d'exploitation des installations proposées</b> .....	3
2.1 Traitements tarifaires proposés .....	3
2.2 Opinion des parties intéressées .....	7
2.2.1 Taille de l'expansion proposée .....	7
2.2.2 Risques associés au marché du Nord-Est des É.-U. ....	7
2.2.3 Causalité des coûts .....	8
2.2.4 Effets distributifs .....	9
2.2.5 Distinctions injustes .....	10
2.2.6 Droits acquis .....	11
2.2.7 Opérations intégrées .....	11
2.2.8 Conformité avec la déréglementation et le libre-échange .....	12
2.2.9 Indications relatives aux prix et efficience économique .....	13
2.2.10 Viabilité, stabilité et simplicité administrative .....	14
2.3 Opinions de l'Office .....	15
<b>3. Faisabilité économique</b> .....	20
3.1 Opinions des parties intéressées .....	20
3.1.1 Facteurs se rapportant à la faisabilité économique .....	20
3.1.2 Test quantitatif de la faisabilité économique .....	23
3.1.3 Les droits différentiels comme test de faisabilité économique .....	32
3.2 Opinions de l'Office .....	34
3.2.1 Facteurs de l'analyse de faisabilité économique .....	34
3.2.2 Tests quantitatifs .....	36
3.2.3 Les droits différentiels comme test de faisabilité économique .....	38
<b>4. Tarif, risques et autres questions relatives à la Partie IV</b> .....	40
4.1 Droits de renouvellement des contrats à court terme .....	40
4.2 Tarification des volumes d'exportation par zones ou d'un point à l'autre .....	43
4.3 Traitement tarifaire des écarts entre les coûts de construction .....	46
4.4 Traitement tarifaire des coûts fixes associés à la sous- exploitation des installations .....	46

4.5	Report de la déduction pour amortissement . . . . .	50
4.6	Ordonnance générale relative aux droits . . . . .	51
<b>5.</b>	<b>Décision . . . . .</b>	<b>53</b>

## Liste des tableaux

1	A.	Nouveaux services garantis inclus dans la demande de décembre 1989 de TransCanada	(xvi)
	B.	Demandes relatives à l'article 71 instruites pendant l'instance GH-5-89	(xvii)
2		Description et coût en capital des installations visées par la demande	(xviii)

## Liste des figures

1		Emplacement des installations visées par la demande	(xix)
2-1		Droits de TransCanada(1) en 1993 d'après les méthodologies de rechange	6
2-2		Historique et projection des droits de TransCanada, zone de l'est	17

## Liste des annexes

		Listes des questions relatives à la Partie IV et à la faisabilité économique examinées pendant la première phase de l'audience GH-5-89	54
--	--	--	----

## Abréviations

ACFPC	Association canadienne des fabricants de produits chimiques
ACIG	Association des consommateurs industriels de gaz
AEC	AEC Oil and Gas Company, a Division of Alberta Energy Company Ltd.
ANE	Alberta Northeast Gas Export Project
Année contractuelle	période de 12 mois commençant le 1 <sup>er</sup> novembre
APC	Association pétrolière du Canada
ASPIC	Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
Atcor	Atcor Ltd.
Brymore/ Pawtucket	Brymore Energy Ltd., agent de Pawtucket Power
Canadian Hunter	Canadian Hunter Exploration Ltd.
CanStates	CanStates Gas Marketing
Canterra	Canterra Energy Ltd.
CCPA	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
Coles Gilbert	Coles Gilbert and Associates Ltd.
Consumers'	Consumers' Gas Company Limited, The
DPA	déduction pour amortissement
EECM	évaluation économique axée sur les conditions du marché
Enserch	Enserch Development Corporation
Entente	Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel du 31 octobre 1985
Esso	Esso Ressources Canada Limitée
É.-U.	États-Unis d'Amérique
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
FSC	FSC Resources Limited

Fulton	Fulton Cogeneration Associates
General Chemical	General Chemical Canada Inc.
GH-2-87	Ordonnance d'audience GH-2-87 relative à la demande présentée par TransCanada concernant les installations pour 1988 et 1989
GH-4-88	Ordonnance d'audience GH-4-88 relative à la demande présentée par TransCanada concernant les installations pour 1989 et 1990
GH-1-89	Ordonnance d'audience GH-1-89 relative à la demande présentée par TransCanada concernant les installations pour 1990
GH-5-89	Ordonnance d'audience GH-5-89 relative à la demande présentée par TransCanada concernant les installations pour 1991 et 1992
GHW-3-89	Ordonnance d'audience GHW-3-89 relative aux renseignements sur le gaz que TransCanada doit fournir à l'appui de ses installations pour 1991 et 1992
GHW-4-89	Ordonnance d'audience GHW4-89 relative à certains aspects de la méthode de calcul axée sur les conditions du marché
GJ	gigajoule
GMI	Gas Métropolitain, Inc.
ICG (Manitoba)	ICG Utilities (Manitoba) Ltd.
ICG (Ontario)	ICG Utilities (Ontario) Ltd.
ICI	ICI Canada Inc.
Indeck	Indeck Gas Supply Corporation
Jensen	Jensen Associates Inc.
km	kilomètre
kPa	kilopascal
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
m	mètre
m <sup>3</sup>	mètre cube
m <sup>3</sup> /d	mètre cube par jour
MASSPOWER	MASSPOWER Joint Venture

mm	millimètre
MRC	Méthode de répartition des coûts
MW	mégawatt
Natural	Natural Gas Pipeline Company of America
NEPC	New England Power Company
NOVA	NOVA Corporation of Alberta
NYSPSC	New York State Public Service Commission
Office	Office national de l'énergie
Ontario	Ministre de l'Énergie de l'Ontario
Pan-Alberta	Pan-Alberta Gas Ltd.
PanCanadian	PanCanadian Petroleum Limited
Power City	Power City Partners, L.P.
ProGas	ProGas Limited
Règlement (Partie VI)	Règlement sur l'Office national de l'Énergie (Partie VI)
RG&E	Rochester Gas and Electric Corporation
RH-1-88	Ordonnance d'audience relative aux droits exigibles en 1988/1989 par TransCanada PipeLines Limited
RH-3-86	Ordonnance d'audience relative aux droits exigibles en 1986/1987 par TransCanada PipeLines Limited
SDL	société de distribution locale
Selkirk	JMC Selkirk, Inc.
Service T de regroupement	service de transport garanti à long terme dans le cadre duquel une SDL, en tant qu'expéditeur sur le réseau de transport, a regroupé plusieurs contrats de vente et d'achat, à la frontière de l'Alberta, avec des acheteurs directs de gaz
SG	service garanti
Shell	Shell Canada Limitée
St Clair	St Clair Pipelines Limited

STS	service de transport assorti de stockage
TFE	Test de faisabilité économique
TQM	Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
Union	Union Gas Limited
WGML	Western Gas Marketing Limited

## Exposé et comparutions

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

RELATIVEMENT À une demande présentée par TransCanada PipeLines Limited en vue de l'obtention d'un certificat, en vertu de la Partie III de la Loi, concernant certaines installations supplémentaires proposées pour 1991 et 1992;

RELATIVEMENT À diverses demandes de licences d'exportation de gaz naturel en vertu de la Partie VI de la Loi;

RELATIVEMENT À des demandes présentées par diverses parties en vertu de l'article 71 de la Loi;

RELATIVEMENT À des questions relatives à la méthodologie de conception des droits en vertu de la Partie IV de la Loi et à des questions liées à la faisabilité économique; et

RELATIVEMENT À l'ordonnance d'audience GH-5-89.

ENTENDU à Ottawa (Ontario) les 28, 29, 30 et 31 mai 1990; les 1, 4, 5, 6, 7, 8, 11, 12, 13, 14, 15, 25, 26, 27, 28 et 29 juin 1990; les 3, 4, 5, 6, 9, 10, 11, 12, 30 et 31 juillet 1990; les 1, 2, 3, 7, 8, 9, 10, 13, 14, 20, 21, 22, 23, 27, 28, 29, 30 et 31 août 1990; et les 4, 5, 6, 17, 18, 19, 20, 21, 24, 25 et 26 septembre 1990.

DEVANT:

J.-G. Fredette	Membre président
A.B. Gilmour	Membre
M.J. Musgrove	Membre
R. Illing	Membre
K.W. Vollman	Membre

COMPARUTIONS:

R.B. Cohen	TransCanada PipeLines limited
N.D. Patterson	
J.T. Petrosoniak	
J.W.S. McOuat, c.r.	
J. Lutes	

F.M. Saville, c.r.	Canadian Occidental Petroleum Limited
J. Wilson	

H.R. Ward	Esso Ressources Canada Limitée
-----------	--------------------------------

D.W. Rowbotham	Enserch Development Corporation, pour Encogen Four Partners Limited
----------------	---

S.H. Lockwood	FSC Resources Limited
D.G. Davies	Fulton Cogeneration Associates
K.F. Miller	Indeck Gas Supply Corporation
L.G. Keough N. Gretener	JMC Selkirk, Inc.
D.A. Holgate A.L. McLarty	Kamine South Glens Falls Cogen Co., Inc. and Beta South Glens Falls Inc. Kamine Carthage Cogen Co., Inc. and Beta Carthage Inc.
D.G. Hart, c.r.	New England Power Company
D.C. Edie	Pawtucket Power, par son agent Brymore Energy Limited
K.J. MacDonald J. Kowch M. Grant	ProGas Limited
M.G. Samuel L.W. Sloane M.P. Stauff D. Purdy	Western Gas Marketing Limited
D.G. Davies	Unigas Corporation
D. Goffin	Association canadienne des fabricants de produits chimiques
C.K. Yates D.A. Holgate	Association pétrolière du Canada
J.A. Snider	Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
M. Mason	Industrial Gas Consumers Association of Alberta
P.C.P. Thompson, c.r.	Association des consommateurs industriels de gaz
J.A. Snider	AEC Oil and Gas Company, A Division of Alberta Energy Company Limited
A.A. Fradsham N.W. Boutillier	Alberta Natural Gas Company Limited
L.E. Smith	Alberta Northeast Gas Export Project
A.A. Fradsham N.W. Boutillier	Alberta & Southern Gas Co. Ltd.

W.M. Moreland	La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée
M.M. Peterson	ICI Canada Inc. (auparavant CIL Inc.)
J.H. Smellie C.W. Ulrich	CNG Transmission Corporation
L.G. Keough	Canadian Hunter Exploration Limited
S. Carscallen	CanStates Gas Marketing
R.J. Harrison	Champlain Pipeline Company
T. Brett	Commercial Union Energy Corporation
J.H. Farrell H.T. Soudek	Consumers' Gas Company Limited, The
F.X. Berkemeier	Consumers Power Company
T. Brett	Direct Energy Marketing Limited
H.N.E. Hobbs	Foothills Pipe Lines Limited
A.M. Bigué S. Struthers J.S. Bulger	Gas Métropolitain, Inc.
M.M. Peterson	General Chemical Canada Inc.
D. Brett	ICG Utilities (Manitoba) Limited
D.K. Wilson J.H. Smellie	ICG Utilities (Ontario) Limited
F.M. Lowther B.L. Webb	Iroquois Gas Transmission System
J.T.Horte	KannGaz Producers Limited
R. Daileader	L&J Energy Systems
L.G. Keough N. Gretener	MASSPOWER Joint Venture
A.R. O'Brien P. Miller	Michigan Consolidated Gas Company
T. Brett	Natural Gas Pipeline Company of America

J.H. Farrell H.T. Soudek	Niagara Gas Transmission Limited
J.J. Marshall	Norcen Energy Resources Limited
J. Hopwood, c.r.	NOVA Corporation of Alberta
D.A. Dawson G. Giesbrecht	Pan-Alberta Gas Limited
A.S. Hollingworth	PanCanadian Petroleum Limited
W. Fruehauf	PPG Canada Limited
S.W. Widger	Rochester Gas and Electric Corporation
H. Huber	Saskatchewan Energy Corporation
D.G. Davies	St. Clair Pipelines Limited
N.J. Schultz J. Burke-Robertson B. Swick-Martin S. Halbach	Tennessee Gas Pipeline Company
J.F. Weiler	Texas Eastern Transmission Corporation
W.J. Burke-Robertson	Transcontinental Gas Pipe Line Corporation
L. Leclerc	Gazoduc TransQuébec & Maritimes Inc.
G.K. Cameron	Union Gas Limited
A.M. Bigué S. Struthers	Vermont Gas Systems, Inc.
N.J. Schultz J. Burke-Robertson B. Swick-Martin S. Halbach	Viking Gas Transmission Company
P.G. Griffin	Westcoast Energy Inc.
A.M. Mueser	GASP Coalition et Dr. A.M. Mueser
L.L. Manning	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
V.J. Black	Ministre de l'Énergie de l'Ontario

J. Giroux  
G.A. Trudel  
J. Robitaille

Procureur général du Québec

G.W. Houston

Province de la Colombie-Britannique

D. Burnett

Province du Nouveau-Brunswick

L. Meagher

Office national de l'énergie

D. Bursey

M. Fowke

## Synopsis

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

### **Demande visant les installations**

L'Office national de l'énergie («l'Office») examine dans le cadre de l'audience GH-5-89 la demande que TransCanada PipeLines Limited («TransCanada») a déposée le 29 juin 1989 et modifiée le 15 décembre 1989 en vue de l'obtention d'un certificat, en vertu de la Partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* («la Loi»), concernant de nouvelles installations visant à accroître les livraisons aux marchés de l'Est canadien et aux marchés des États-Unis.

L'agrandissement projeté permettrait à TransCanada:

- de répondre aux besoins prévus, en matière de ventes et de transport, pour les années contractuelles 1991/1992 et 1992/1993 (voir le tableau 1), y compris les nouveaux contrats de service garanti («SG») et les facteurs de charge modifiés pour des clients actuels;
- de rétablir la capacité qui serait perdue en raison de la réforme de compresseurs; et
- d'assurer une pression de livraison minimale de 9 830 kPa à Iroquois, en Ontario.

Le projet d'agrandissement comprend la construction de 1 592 kilomètres de conduites, la mise en place de 21 nouveaux compresseurs et l'aménagement de deux nouvelles stations de compression. La base des taux de TransCanada approuvée pour 1990 est de 3 milliards de dollars pour une valeur comptable de 4,3 milliards de dollars, avant dépréciation. TransCanada a jugé que les installations proposées entraîneraient une hausse des droits applicables à la zone Est d'environ 0,10 \$/gigajoule («GJ»), si la méthode de péréquation est maintenue, par rapport à ce que seraient ces droits si le projet n'était pas réalisé.

Le tableau 2 donne le détail des installations proposées et leur coût estimatif. Une carte montrant l'emplacement de ces installations est présentée à la Figure 1.

### **Demande de certificat - installations partielles**

Le 31 août 1990, TransCanada a demandé à l'Office de considérer la possibilité de prendre une décision portant sur un certificat applicable à une partie des nouvelles installations proposées, afin qu'elle puisse mettre les travaux en chantier dès cet hiver, de sorte qu'elle soit en mesure de répondre, en novembre 1991, à l'essentiel des besoins de service de transport. Le 3 octobre 1990, TransCanada a déposé des éléments de preuve à l'appui de cette demande de certificat applicable à des installations partielles, afin d'étayer sa proposition d'aménager un doublement de 396 km sur l'ensemble de son réseau et de déménager deux compresseurs portatifs, travaux d'une valeur de 546 millions de dollars. Les installations en question assureraient le transport de  $103 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{jour}$  de gaz naturel, en vertu de contrats de SG, pour le compte de certains expéditeurs du Canada, et de mettre en place une capacité

de réserve de 52 10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup>/j, pour le 1<sup>er</sup> novembre 1991. La demande portant sur ces installations partielles a été instruite le 15 et le 18 octobre 1990.

### **Demandes visant les exportations**

À l'appui des installations proposées, l'Office doit examiner dans le cadre de l'audience quinze (15) demandes déposées en vertu de la Partie VI de la Loi en vue de l'exportation de gaz à des points de livraison existants à Emerson et à Niagara Falls, et à deux points de livraison proposés à Chippawa et à Iroquois, en Ontario. Le tableau 1 montre les volumes devant être livrés à chacun des points d'exportation.

### **Demandes en vertu de l'article 71**

Outre les besoins en transport précités, FSC Resources Limited («FSC»), Indeck Gas Supply Corporation («Indeck») et Rochester Gas & Electric Corporation («RG&E») ont demandé à l'Office, en vertu de l'article 71 de la Loi, d'ordonner à TransCanada de recevoir, de transporter et de livrer le gaz naturel offert par les demandeurs et de fournir les installations convenables et nécessaires à cette fin. Ces demandes sont aussi examinées dans le cadre de l'audience.

### **L'audience**

Une audience publique portant sur les demandes a été tenue à Ottawa, à partir du 26 mars 1990. La partie de l'audience portant sur la faisabilité économique et les questions relatives à la Partie IV a eu lieu à Ottawa du 28 mai 1990 au 26 septembre 1990, soit un total de 59 jours d'audiences. Pendant cette étape de l'audience, l'Office a étudié les questions principales que sont le traitement tarifaire approprié des coûts en capital et des coûts d'exploitation des installations proposées, le traitement tarifaire approprié des coûts fixes associés aux installations proposées si celles-ci étaient sous-exploitées plus tard, l'à-propos de la politique des droits de renouvellement et les moyens qu'il conviendrait d'utiliser pour déterminer la faisabilité économique des installations proposées (voir la Liste des questions jointe en annexe).

Les décisions exposées dans le présent rapport relativement à ces questions arrêtent les méthodologies à utiliser, mais n'indiquent pas le résultat précis qu'on obtiendra quand les méthodologies seront appliquées aux installations susceptibles d'être approuvées.

Les décisions relatives à la demande visant les installations, à la demande de certificat portant sur les installations partielles, aux demandes visant les exportations et aux demandes déposées en vertu de l'article 71, qui font toutes l'objet de l'audience GH-5-89 et qui sont décrites précédemment, seront rendues publiques à une date ultérieure.

### **Faits saillants de la Décision de l'Office**

#### **Méthodologie de conception des droits**

L'Office a décidé que toutes les installations dont fait l'objet l'instance GH-5-89, qu'elles soient approuvées en vertu de l'article 52 de la Loi ou exemptées en vertu de l'article 58, seront comprises en péréquation dans la base de taux de TransCanada aux fins du calcul des droits.

Pour ce qui est des expansions futures, l'Office a déterminé qu'il ne rendrait pas de décision générale sur la méthodologie tarifaire, mais s'attend à ce que l'on fasse la preuve manifeste de modifications radicales de circonstances avant qu'il ne soit nécessaire de réexaminer cette méthodologie.

### **Faisabilité économique**

L'Office, afin de déterminer quelle est la faisabilité économique des installations dont fait l'objet l'instance GH-5-89, prendra en compte tous les facteurs pertinents qui se répercutent sur la probabilité que les installations visées soient exploitées à un niveau raisonnable pendant leur vie économique et que les droits liés à la demande soient versés.

L'Office a décidé qu'il n'appliquera aucun des tests quantitatifs proposés pendant l'audience, soit à des fins d'information, soit pour déterminer la capacité nouvelle devant faire l'objet de certificats. De plus, il n'adoptera aucune forme de droits fondés sur le coût différentiel comme test de faisabilité économique.

### **Tarifs, risques et autres questions relevant de la Partie IV**

L'Office a déterminé que la politique actuelle en matière de droits de renouvellement applicables aux expéditeurs recourant à des contrats à court terme afin de servir des marchés à long terme demeure appropriée dans les circonstances actuelles. De la même manière, l'Office a décidé de maintenir la méthodologie «d'un point à l'autre» pour ce qui est des volumes exportés. Selon l'Office, il conviendrait d'approfondir, lors d'une instance future, la possibilité que TransCanada prenne à sa charge une plus grande part du risque associé à la sous-exploitation de son réseau. Par conséquent, l'Office n'est pas disposé à adopter l'un ou l'autre des régimes de partage du risque avancés pendant la présente instance, ni à mettre fin au compte de report des revenus, pour le moment.

L'Office a rejeté la demande de TransCanada à l'effet de reporter les déductions pour amortissement à des fins de nivellement des droits.

**TABLEAU 1**  
**A. Nouveaux services garantis inclus dans la demande de décembre 1989 de TransCanada**

Expéditeur/client et zone ou point de livraison	Date d'entrée en vigueur	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> /j	
<u>Marché intérieur</u>				
Pan-Alberta/Simplot	Manitoba	Nov. 1991	0,071	2,5
Northland Power	Zone du nord	Nov. 1991	0,056	2,0
Union Gas	Zone du centre	Nov. 1991	1,331	47,0
Gaz Métropolitain	Zone de l'est	Nov. 1991	1,530	5,0
ICG (Ontario)	STS-Zone de l'est	Nov. 1991	<u>1,500</u>	<u>53,0</u>
<b>Total - marché intérieur *</b>			<b>2,988</b>	<b>105,5</b>
<u>Exportations</u>				
@ Emerson				
Kamine Besicorp South Glen Falls **		Nov. 1991	0,402	14,2
@ Niagara				
WGML/Elizabethtown **		Nov. 1991	0,283	10,0
Canadian Oxy/Long Island Cogen **		Nov. 1991	0,460	16,3
CanStates/TEMCO		Nov. 1991	<u>1,371</u>	<u>48,4</u>
Total partiel - Niagara			2,114	74,7
@ Chippawa, Ontario (Empire State)				
Kamine Besicorp Carthage/Carthage Cogen **		Nov. 1991	0,402	14,2
Ecogen Four Partners/American Brass **		Nov. 1991	0,425	15,0
Indeck/Corinth Cogen **		Nov. 1991	0,496	17,5
Fulton/Nestlé-Fulton Cogen **		Nov. 1991	<u>0,354</u>	<u>12,5</u>
Total partiel - Chippawa			1,677	59,2
@ Iroquois, Ontario				
AEC/Alberta Northeast		Nov. 1991	0,399	14,1
ATCOR/Alberta Northeast		Nov. 1991	0,790	27,9
ProGas/Alberta Northeast		Nov. 1991	1,399	49,4
WGML/Alberta Northeast		Nov. 1991	5,547	195,8
JMC Selkirk/Selkirk Cogen **		Nov. 1991	0,652	23,0
Brymore/Pawtucket Cogen **		Nov. 1991	0,360	12,7
ProGas/MASSPOWER **		Nov. 1991	0,708	25,0
Shell Canada/Granite State		Nov. 1991	0,992	35,0
Esso Ressources/Boston Gas **		Nov. 1991	0,992	35,0
New England Power/New England Power**		Nov. 1991	<u>1,700</u>	<u>60,0</u>
Total partiel - Iroquois - 1991			13,539	477,9
AEC/Alberta Northeast		Nov. 1992	0,134	4,7
ATCOR/Alberta Northeast		Nov. 1992	0,267	9,4
ProGas/Alberta Northeast		Nov. 1992	0,471	16,6
WGML/Alberta Northeast		Nov. 1992	<u>1,963</u>	<u>69,3</u>
Total partiel - Iroquois - 1992			2,835	100,0
<b>Total - exportations</b>		<b>Nov. 1991</b>	<b>17,732</b>	<b>626,0</b>
		<b>Nov. 1992</b>	<b>2,835</b>	<b>100,0</b>
			<u>20,567</u>	<u>726,0</u>
<b>Total - marché intérieur et exportations *</b>		<b>Nov. 1991</b>	<b>20,720</b>	<b>731,4</b>
		<b>Nov. 1992</b>	<b>2,835</b>	<b>100,0</b>

\* Le total intérieur exclut le STS.

\*\* Ces services de transport proposés font également l'objet de demandes de licences d'exportation dans l'instance GH-5-89.



**TABLEAU 1**  
**B. Demandes relatives à l'article 71 instruites pendant l'instance GH-5-89**

Expéditeur/client et zone ou point de livraison	Date d'entrée en vigueur	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> /j
<u>Exportations</u>			
@ Chippawa, Ontario (Empire State)			
Indeck/Ilion Cogen *	Nov. 91	0,212	7,5
Unigas/RG&E *	Nov. 91	<u>0,453</u>	<u>16,0</u>
Total partiel - Chippawa		0,665	23,5
@ Niagara			
FSC/Falcon Gas Cogen *	Nov. 91	0,453	16,0
Total exportations	Nov. 91	1,118	39,5

---

\* Ces services proposés font également l'objet de demandes de licences d'exportation faisant partie de l'instance GH-5-89.

**TABLEAU 2**  
**Description et coût en capital des installations visées par la demande**

**Construction en 1991**

<u>Emplacement</u>	<u>Description des installations</u>	<u>Coût direct (année de réf. 1989) 000\$)</u>
Tronçon ouest	404 km de doublement de 1 219 mm	421 731
	Trois nouveaux compresseurs aux stations 2, 25 et 34	54 870
	873,9 km de doublement de 1 067 mm	1 100 452
	Six nouveaux compresseurs aux stations 52, 55, 60, 77, 80 et 116	95 630
	Deux compresseurs réinstallés aux stations 43 et 62	4 840
Raccourci North Bay	123,2 km de doublement de 1 067 mm	174 475
	Deux nouveaux compresseurs aux stations 1211 et 1217	36 800
	Nouvelle station de compression 1206 (2 compresseurs)	38 020
Canalisation Montréal	7,6 km de doublement de 914 mm	8 123
	Un nouveau compresseur à la station 147	7 500
Canalisation Niagara-Kirkwall	Un nouveau compresseur à la station 1301	10 880
Prolongement Iroquois	Nouvel embranchement de 4,5 km de 762 mm d.e.	10 851
	Nouvelle station de compression 1401 (2 compresseurs)	30 020
	Nouvelle station de comptage	3 670
Autres installations	Collecteurs à diverses stations	20 800
	Installation auxiliaire et pièces de rechange	38 400
	Post-refroidisseurs à la station 1401	4 980
	<b>- Coût direct</b>	<b>2 070 042</b>
	<b>- Coût indirect</b>	<b>208 126</b>
	<b>- Coût total</b>	<b>2 278 168</b>

---

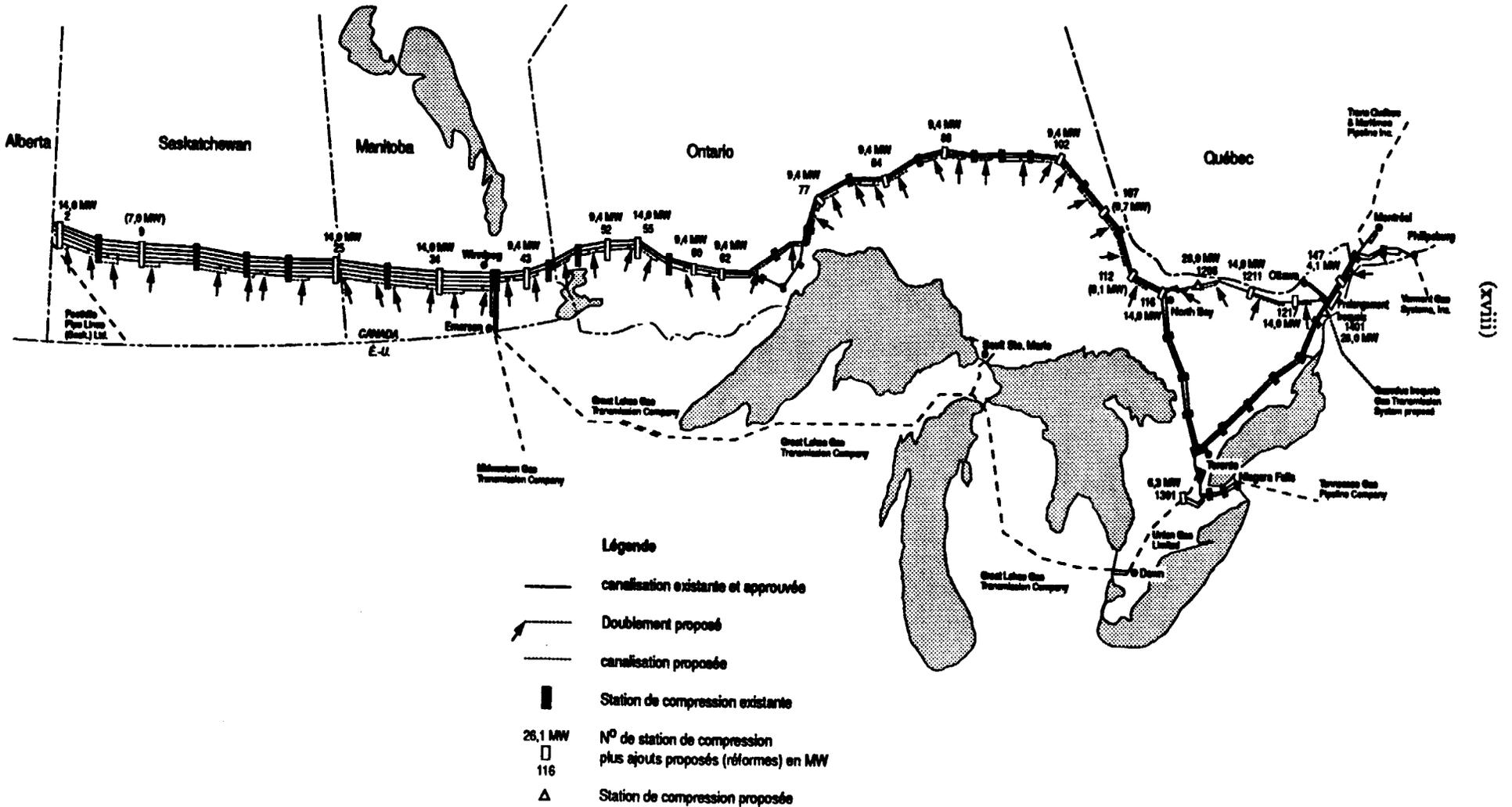
**Construction en 1992**

<u>Emplacement</u>	<u>Description des installations</u>	<u>Coût direct (année de réf. 1989) 000\$)</u>
Tronçon ouest	98,5 km de doublement de 1 219 mm	98 300
Tronçon central	21,1 km de doublement de 1 067 mm	26 052
	Quatre nouveaux compresseurs aux stations 43, 62, 84 et 102	58 390
Raccourci North Bay	59,2 km de doublement de 1 067 mm	78 061
Autres installations	Collecteurs aux stations 55 et 62	2 400
	installation auxiliaire et pièces de rechange	5 100
	<b>- Coût direct</b>	<b>268 303</b>
	<b>- Coût indirect</b>	<b>26 975</b>
	<b>- Coût total</b>	<b>295 278</b>
<b>COÛT TOTAL POUR LA CONSTRUCTION EN 1991 ET 1992</b>		<b>2 573 446</b>

Figure 1

TransCanada PipeLines Limited

Emplacement des installations visées par la demande



# Chapitre 1

## Introduction

---

Suite à l'ordonnance d'audience GH-5-89 dans laquelle l'Office national de l'énergie («l'Office») a indiqué qu'il instruirait la demande de TransCanada PipeLines Limited («TransCanada») visant les installations et les demandes de licences d'exportation de gaz connexes ainsi que les demandes présentées en vertu de l'article 71 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* («la Loi»), une conférence préparatoire a été tenue le 21 novembre 1989 pour entendre l'opinion des parties quant à l'intégralité de la liste préliminaire des questions contenues dans l'ordonnance GH-5-89. À cette conférence préparatoire, l'Association des consommateurs industriels de gaz («ACIG») et d'autres intervenants ont soutenu que l'Office devrait examiner différentes méthodologies de conception des droits dans le cadre de l'audience GH-5-89.

Le 1<sup>er</sup> décembre 1989, l'Office a fait connaître sa décision concernant les questions soulevées à la conférence préparatoire. Elle a entre autres rejeté la proposition voulant que la méthodologie de conception des droits soit examinée dans le cadre de l'audience GH-5-89. Sur quoi l'ACIG a demandé à la Cour fédérale d'ordonner à l'Office d'examiner la méthodologie de conception des droits dans le cadre de l'audience GH-5-89. La Cour fédérale a rendu sa décision le 12 février 1990: elle a approuvé la requête de l'ACIG. L'Office a donc modifié la liste des questions de l'ordonnance d'audience GH-5-89 pour y inclure l'examen du traitement tarifaire approprié des coûts associés aux installations proposées.

L'audience GH-5-89 a débuté à Ottawa le 26 mars 1990. Après deux semaines de délibérations, l'audience s'est poursuivie à Calgary pendant deux autres semaines à compter du 23 avril. Peu de temps après son retour à Ottawa le 15 mai, l'Office a entendu les requêtes de diverses parties visant à restructurer l'audience. Le 17 mai, l'Office a décidé de suspendre ses travaux jusqu'au 23 mai (puis jusqu'au 28 mai), date à laquelle il entendrait les témoignages et les plaidoiries sur la faisabilité économique et les questions relatives à la Partie IV. L'Office a indiqué qu'il rendrait une décision sur ces questions avant d'entendre les autres questions relatives aux Parties III et VI dont il a été saisi. La question du traitement tarifaire des écarts entre les coûts de construction prévus et les coûts réels des installations proposées devait être examinée pendant cette étape de l'audience. Cependant, cette étude a été reportée à une date ultérieure parce que certains témoins n'étaient pas disponibles.

Dans sa décision du 17 mai, l'Office a réaffirmé sa position à savoir que la méthodologie de conception des droits applicables aux installations pour lesquelles des certificats avaient déjà été délivrés ne serait pas examinée dans le cadre de l'audience GH-5-89, mais que l'ACIG serait autorisée à produire des éléments de preuve relativement à la conception des droits applicables aux installations autorisées antérieurement, à des fins de comparaison.

L'ACIG a alors déposé une nouvelle requête auprès de la Cour fédérale en soutenant que l'Office avait interprété la décision du 12 février 1990 de façon trop stricte et a demandé à la Cour d'ordonner que la méthodologie de conception des droits soit examinée non seulement pour le transport sur les installations proposées mais aussi pour le transport sur les installations déjà autorisées.

La Cour fédérale a rejeté la demande de l'ACIG dans sa décision en date du 17 août 1990. L'audience s'est poursuivie et la plaidoirie finale pour l'étape de l'audience portant sur la faisabilité économique et les questions relatives à la Partie IV a été entendue du 17 au 28 septembre 1990.

La question du traitement des installations visées sur le plan des droits pourrait normalement relever tout simplement d'une instruction en vertu de la Partie IV de la Loi, mais certaines parties à l'audience ont soutenu que la méthode du coût différentiel pourrait aussi servir de test de la faisabilité économique des installations proposées, ce qui fait l'objet d'une instruction en vertu de la Partie III de la Loi.

Tout en admettant qu'il peut exister un rapport entre les droits et la faisabilité économique, l'Office estime que la manière la plus claire de présenter les éléments de preuve présentés lors de l'audience et ses propres opinions et décisions est de le faire en distinguant ce qui relève de la Partie III et ce qui relève de la Partie IV. Par conséquent, l'organisation de ces Motifs reflète cette opinion.

Le chapitre 2 contient les opinions des parties intéressées et de l'Office au sujet du traitement à appliquer aux coûts des installations pipelinères proposées. On y trouve tous les arguments avancés pour et contre chacune des méthodologies de calcul des droits proposées, sauf ceux qui touchent le recours à la méthodologie de conception des droits comme test de faisabilité économique. Le chapitre 3 contient les opinions des parties intéressées et de l'Office au sujet des moyens que ce dernier devrait mettre en oeuvre pour déterminer la faisabilité économique des installations visées et comprend un résumé des arguments pour et contre le principe selon lequel une forme quelconque de détermination des droits en fonction des coûts différentiels pourrait servir de test adéquat de la faisabilité économique des installations visées.

Le chapitre 4 donne les opinions des parties intéressées et de l'Office au sujet des autres questions relevant de la Partie IV abordées au cours de cette phase de l'audience GH-5-89, soit:

- (i) de déterminer si les expéditeurs détenant des contrats de transport garanti à court terme intéressant les installations de TransCanada devraient continuer d'avoir le droit de les renouveler automatiquement, moyennant six mois de préavis, et s'il devrait être permis de supplanter le service à court terme;
- (ii) déterminer si les droits applicables aux exportations devraient être conçus en fonction du service point à point ou en fonction de la zone;
- (iii) le traitement, sous l'angle des droits, des frais fixes associés aux installations sous-exploitées;
- (iv) déterminer s'il y a lieu d'autoriser TransCanada à reporter une déduction pour amortissement de l'année contractuelle 1990/1991 à 1991/1992;
- (v) déterminer s'il est indiqué que l'Office prenne une ordonnance générale portant sur les droits, ordonnance qui s'appliquerait aux expansions futures du réseau de TransCanada.

# Chapitre 2

## Traitement tarifaire des coûts en capital et des coûts d'exploitation des installations proposées

---

### 2.1 Traitements tarifaires proposés

L'Office avait été saisi de la question du traitement tarifaire des coûts en capital et des coûts d'exploitation associés aux installations proposées et devait examiner la méthode de péréquation et la méthode fondée sur le coût différentiel ou marginal.

En vertu de la méthode de péréquation, les frais en capital et d'exploitation des nouvelles installations s'ajoutent à ceux des installations existantes et les coûts totaux sont alors répartis en fonction des quantités expédiées et de la distance parcourue. Dans la mesure où les frais des nouvelles installations sont supérieurs (ou inférieurs) aux coûts correspondants des installations existantes, par unité de capacité, les nouveaux droits, calculés selon la méthode de péréquation, seront supérieurs (ou inférieurs) aux droits existants pour tous les expéditeurs. TransCanada a calculé que l'ajout des installations proposées entraînerait une hausse d'environ 0,10\$/GJ des droits applicables au service garanti («SG») de la zone de l'Est.

L' Association pétrolière du Canada («APC») a proposé une méthode selon laquelle les nouveaux expéditeurs paieraient des droits calculés selon la méthode de péréquation et seraient tenus de faire des apports de capital à titre de paiement direct afin de compenser 50 % des coûts en capital supplémentaires imputables à l'agrandissement du réseau. Par coûts en capital supplémentaires, on entend l'écart entre la valeur actualisée des coûts de construction et d'exploitation du pipeline agrandi et la valeur actualisée des dépenses en capital maximales qui n'entraîneraient pas une hausse des droits de péréquation de la base des taux. Les nouveaux droits de péréquation seraient alors calculés en ajoutant la moitié des coûts en capital supplémentaires à la base des taux existante de TransCanada. L'autre moitié des coûts en capital supplémentaires serait recouvrée auprès des nouveaux expéditeurs sous forme d'apport de capital. La contribution en capital sur une base d'unité de volume de gaz serait de 0,26\$/GJ.

Selon l'ACIG, les installations proposées ainsi que les installations approuvées dans les Motifs de décision GH-2-87, GH-4-88 et GH-1-89, pourraient être considérées comme l'équivalent d'un nouveau gazoduc reliant Emerson, en Alberta, à Iroquois, en Ontario, et devant desservir un nouveau marché régional, le Nord-Est des États-Unis d'Amérique («É.-U.»). Par conséquent, elle a proposé que le coût de toutes les nouvelles installations requises pour desservir ce marché soit inclus dans une base des taux séparée, différente de la base de taux courante. Reconnaisant le fait que certaines parties ont déjà passé des contrats en fonction des droits de péréquation, l'ACIG a proposé que les contrats de transport de volumes de gaz à destination du marché du Nord-Est des É.-U. signés avant le 12 février 1990, date à laquelle la Cour fédérale a ordonné que la méthodologie de conception des droits soit ajoutée à la liste des questions de l'audience GH-5-89, soient traités de façon différente («ring fenced»), ce qui signifie que les installations visées par ces contrats seraient incluses dans la base des taux courante pour la durée des contrats. À l'expiration de ces derniers, les éléments d'actif liés aux contrats isolés ou protégés seraient portés à la base des taux du Nord-Est à leur coût original après amortissement, à la date du transfert. De cette façon, certaines parties, qui auraient tenu pour acquis le

maintien de la méthode de péréquation, ne seraient pas touchées, pendant un certain temps, par les droits modifiés applicables aux volumes de gaz destinés au marché du Nord-Est. Cette mesure ne protégerait pas les parties qui ont signé des contrats après le 12 février 1990 parce qu'à compter de cette date, toutes les parties auraient été mises au courant de la possibilité que la méthode de péréquation puisse être modifiée. L'affectation des coûts à chaque base de taux serait fondée sur un rapport entre les quantités livrées et la distance parcourue par les expéditeurs, pour chaque marché. Même si les articles de la base de taux seraient divisés entre deux groupes de coûts, les opérations réelles seraient intégrées et tous les coûts d'exploitation et d'entretien du réseau seraient répartis selon les quantités et la distance.

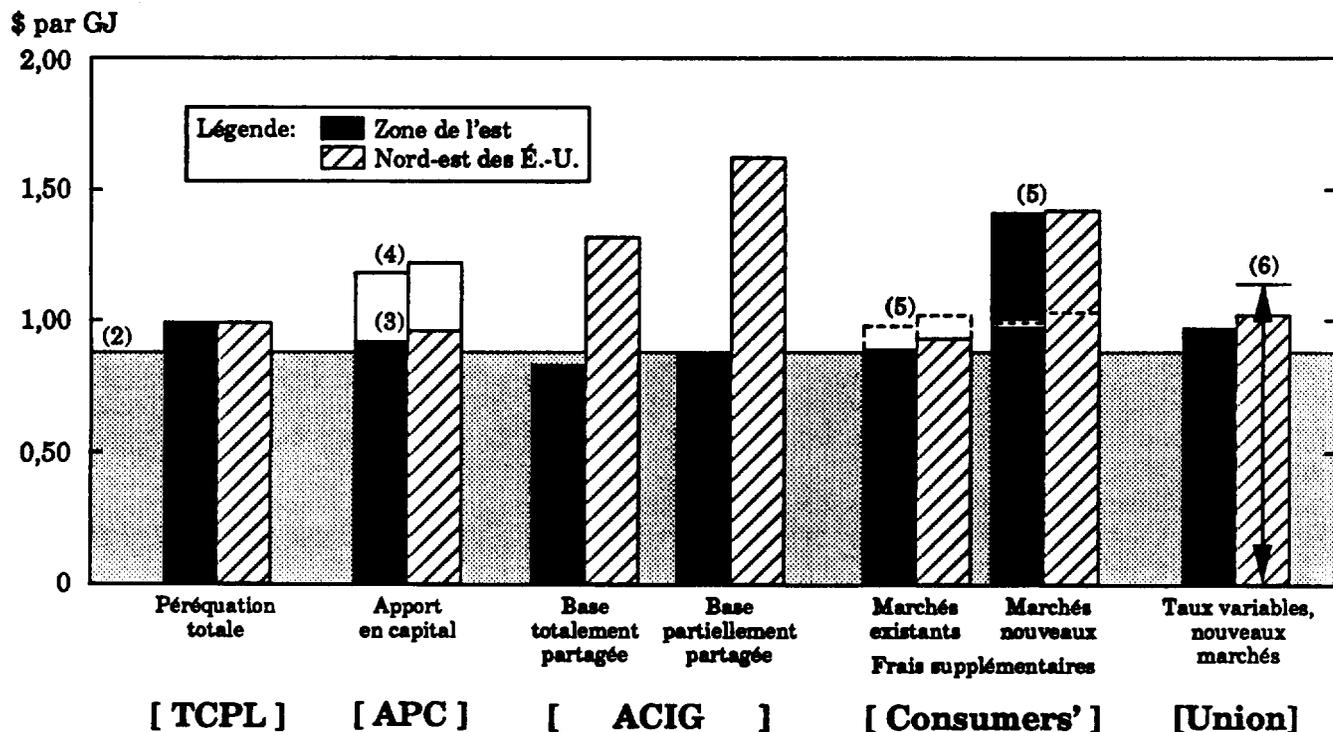
L'Office ayant jugé que le traitement tarifaire des installations pour lesquelles des certificats ont déjà été délivrés ne faisait pas partie des questions devant être examinées dans l'audience GH-5-89, l'ACIG a demandé à la Cour fédérale de rendre une ordonnance précisant sa décision antérieure qui enjoignait l'Office d'examiner la question de la méthodologie de conception des droits dans le cadre de l'audience GH-5-89. Dans sa décision rendue le 17 août 1990, la Cour fédérale a confirmé que l'Office devait examiner la méthodologie de conception des droits seulement à l'égard des installations visées par la demande examinée pendant l'audience GH-5-89. Suite à cette décision, l'ACIG a modifié sa proposition relative à la méthodologie de conception des droits pour y inclure seulement les installations visées par la demande étudiée dans le cadre de l'audience GH-5-89. Cependant, l'ACIG a indiqué que selon elle, la question à savoir si les volumes destinés au marché du Nord-Est par les installations autorisées avant l'audience GH-5-89 devraient être calculés selon la méthode proposée par l'ACIG, est une question qui devrait être examinée par l'Office sans faire nécessairement l'objet d'une décision pendant l'examen de la proposition de l'ACIG.

The Consumers' Gas Company Limited («Consumers'») a proposé une méthode selon laquelle tous les expéditeurs paieraient des droits de péréquation et les nouveaux expéditeurs paieraient en outre des frais supplémentaires liés à la demande. Cette méthode tenait compte du fait que les expéditeurs actuels retireraient des avantages suite à l'addition des installations proposées. Les avantages en question devraient se refléter dans le calcul des frais supplémentaires liés à la demande au moyen d'un facteur appelé «facteur b». La détermination de la valeur de ce facteur nécessiterait que l'Office fasse preuve de discernement. Le «facteur b» contribuerait à diminuer les droits qui auraient été appliqués n'eut été des avantages que les expéditeurs existants retirent des nouvelles installations. Selon la proposition de Consumers', les droits de péréquation pour une année d'essai particulière seraient calculés en fonction des besoins en recettes pour cette année d'essai moins les recettes totales au titre des frais supplémentaires pour cette année d'essai. Les frais liés à la demande et au produit seraient calculés selon les méthodes de répartition des coûts et de conception des droits actuellement utilisés sur le réseau de TransCanada.

Union Gas Limited («Union») a appuyé le maintien de la méthode de péréquation actuelle, sous réserve d'un changement selon lequel le risque d'une sous-exploitation des nouvelles installations visant à desservir le marché à l'exportation serait diminué. Elle a proposé que les droits soient fixés en fonction d'une prévision des volumes d'exportation destinés au marché du Nord-Est des É.-U. sans compte de report des recettes pour couvrir les écarts entre les volumes prévus et les volumes réels. Si les volumes sous contrat acheminés vers ce marché étaient inférieurs ou supérieurs aux prévisions, TransCanada essuieraient les pertes ou réaliseraient les profits additionnels en découlant. Union a proposé que TransCanada ait le droit de rajuster ses droits à la baisse au besoin pour retenir des volumes et de hausser ses droits dans des conditions restreintes autorisées par le contrat en vigueur.

La figure 2-1, à la page 5, met en regard les effets des diverses méthodologies proposées sur les droits. Le coût du transport du gaz d'Empress à la zone de l'Est, comparativement au transport vers le Nord-Est des É.-U., a été retenu comme base de comparaison, bien que les propositions aient des conséquences appréciables sur d'autres expéditions.

**Figure 2-1: Droits de TransCanada<sup>(1)</sup> en 1993 d'après les méthodologies de rechange**



**Notes:**

- (1) Facteur de charge 100 %, combustible exclu.
- (2) Droits, zone de l'est, sans expansion GH-5-89.
- (3) Droits avec péréquation rajustés versés par tous les usagers.
- (4) Y compris effet de l'apport en capital relatif aux nouveaux volumes.
- (5) Les frais supplémentaires dépendent du facteur b. Trait plein: b=1,0; oblique: b=1,5.
- (6) Possibilité illimitée de faire baisser les droits variables, mais limite de 15 % aux majorations.

## **2.2 Opinion des parties intéressées**

### **2.2.1 Taille de l'expansion proposée**

Tous ceux qui proposaient ou appuyaient des méthodologies de conception des droits de rechange se préoccupaient de la taille de l'expansion proposée et de ses répercussions sur les droits. Ils ont fait valoir que ces coûts créent une circonstance exceptionnelle qui justifie la modification de la méthodologie actuelle de l'Office en la matière. L'on a également soutenu que le coût de l'expansion constitue un aspect pertinent dont l'Office doit tenir compte lorsqu'il est appelé à déterminer si les volumes sont transportés dans des circonstances et selon des modalités essentiellement similaires car dans le cas contraire, le traitement tarifaire doit aussi être différent.

L'ACIG a noté que le coût de ce projet, qui est de 2,6 milliards de dollars, ferait passer la base de taux de TransCanada du simple au double et que, d'ici 1993, si l'on ajoutait le coût des installations déjà approuvées mais pas encore achevées, ce coût atteindrait environ 6,3 milliards. Cette expansion doublerait le coût de service annuel, qui atteindrait à peu près 1,8 milliard de dollars en 1993. D'après le ministre de l'Énergie de l'Ontario («Ontario»), il s'agit d'un projet d'envergure inédite. Natural Gas Pipeline Company of America («Natural») a ajouté que sur la base unitaire du débit, il s'agirait de l'expansion la plus onéreuse jamais réalisée, exception faite du raccourci de North Bay, en 1981/1982. Natural, d'autre part, estimait qu'il ne s'agissait pas là d'une expansion ordinaire parce que l'aspect coût, dans ce dernier cas, passait au second plan par rapport au respect de la politique gouvernementale selon laquelle il fallait alimenter les marchés de l'Est canadien.

TransCanada a fait valoir que les coûts de l'expansion ne sont pas exceptionnels. La proposition, telle que présentée, occasionnerait une augmentation de 77 pour cent de la valeur d'ensemble des installations, d'où accroissement de débit de 19 pour cent, ce qui, d'après TransCanada, se compare favorablement avec l'expansion de 1981/1982, quand la valeur des installations avait augmenté de 93 pour cent et les livraisons annuelles de 16 pour cent. De plus, TransCanada a soutenu que pour mettre en perspective les installations envisagées, il fallait tenir compte des incidences de l'inflation. D'après les calculs de TransCanada, s'il lui fallait rebâtir son réseau actuel aujourd'hui (à l'aide de techniques supérieures), cela lui coûterait environ 10,3 milliards de dollars. Ceci dit, l'expansion demandée de 2,6 milliards de dollars ferait augmenter le coût net de l'ensemble d'environ 25 pour cent, avec une hausse de débit de 19 pour cent.

TransCanada a estimé que cette expansion ferait augmenter les droits de péréquation de la zone est de 0,10\$/GJ en 1992/1993. Ceci représente une augmentation de 1,5 pour cent du prix au détail du gaz dans cette zone et de 2,9 pour cent du prix industriel. AEC Oil and Gas Company, («AEC»), division d'Alberta Energy Company Ltd., a déclaré qu'une majoration des droits de 0,10\$/GJ équivaut à peu près à une augmentation de 0,60 \$ le baril de pétrole, ce qui, à son avis, est négligeable dans la situation actuelle.

### **2.2.2 Risques associés au marché du Nord-Est des É.-U.**

Les tenants de la méthode du coût différentiel estimaient que la méthodologie doit proprement faire porter les risques de toute expansion à ceux qui en bénéficient.

D'après Consumers', la péréquation ferait porter une trop forte proportion du risque sur les expéditeurs actuels et pas assez sur les nouveaux. L'ACIG a maintenu que sa proposition de traiter les installations servant le Nord-Est américain comme un réseau distinct ayant une base de taux distincte, règle ce problème en faisant porter le risque associé au marché du Nord-Est par les expéditeurs recourant à ce gazoduc hypothétique distinct. La proposition de Union, qui soutient des droits variables et l'élimination des comptes de report des revenus, vise principalement à allouer le risque aux volumes à livrer au Nord-Est des É.-U.

Consumers' a déposé une étude portant sur la demande de gaz canadien du Nord-Est américain faite par Jensen Associates Inc. («Jensen»). Cette étude a cerné le facteur de concurrence de la part des autres réseaux, le recours à de nouvelles sources de gaz à des fins de production d'électricité et le risque supplémentaire de réglementation comme principales raisons de considérer ce marché comme étant plus risqué que le marché habituel de TransCanada. Union, tout en reconnaissant que le Nord-Est est un marché porteur, soutenu comme raisons de juger que ce marché offre des risques supplémentaires le fait que la concurrence y est forte et que TransCanada en est absente.

Enserch Development Corporation («Enserch»), pour sa part, a prétendu qu'aucun des risques dont le rapport Jensen fait état relativement au marché du Nord-Est des É.-U. ne sont justifiés ou quantifiés et que personne n'a montré que ce marché posait des risques hors de l'ordinaire. Alberta Northeast Gas Export Project («ANE») a noté qu'aucune preuve du risque associé aux marchés existants n'a été présentée à des fins de comparaison. Enserch a aussi signalé que l'on admet sans difficulté que les projections relatives à la demande du marché du Nord-Est américain du rapport Jensen seraient probablement dépassées. D'après JMS Selkirk, Inc. («Selkirk») et MASSPOWER Joint Venture («MASSPOWER»), le fait que les propriétaires de nouveaux projets soient disposés à conclure des marchés à long terme prouve que le nouveau marché est bon. L'argument avancé est que si un projet est risqué, il appartient à l'Office de refuser l'autorisation de construire les installations en cause et qu'il n'est pas approprié d'aborder la question du risque posé par le marché par le biais de la méthodologie de conception des droits.

### **2.2.3 Causalité des coûts**

Plusieurs parties ont avancé que les expéditeurs qui sont à l'origine d'une expansion d'installations doivent également en assumer le coût. D'autre part, il y a eu divergence de vues entre les tenants de la péréquation et les tenants d'une quelconque méthode reposant sur le coût différentiel au sujet de qui doit porter le fardeau de l'expansion.

Les parties favorisant la méthode de la péréquation ont soutenu que TransCanada possède un réseau intégré, exploité à l'avantage de tous ses usagers. Le besoin d'expansion se présente lorsque la demande globale découlant des services garantis de transport dépasse la capacité disponible. Il ne faut pas tenir les expéditeurs qui demandent de nouveaux services garantis («SG») responsables d'une expansion. Il a été avancé que les usagers existants du réseau peuvent être considérés comme étant tout aussi responsables puisque, s'ils faisaient moins appel au réseau, la capacité serait ainsi libérée et le besoin d'expansion serait moindre.

PanCanadian Petroleum Limited («PanCanadian»), qui favorisait la péréquation, a cité une décision réglementaire de la New York State Public Service Commission («NYSPSC») dans laquelle il était indiqué que le coût différentiel d'utilisation imposé à un réseau est le même pour tous les usagers (par unité de capacité, pour un service équivalent), de sorte que la charge de l'expansion d'un réseau

pipelinier doit tomber à parts égales sur les usagers existants et les nouveaux. Ce rapport de causalité était appuyé par TransCanada, la Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta («CCPA»), l'Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada («ASPIC»), Selkirk-MASSPOWER, ProGas Limited («ProGas»), Esso Ressources Canada Limited («Esso») et Western Gas Marketing Limited («WGML»).

Les tenants d'une méthodologie reposant sur le coût différentiel, au contraire, ont soutenu que ce sont les expéditeurs demandant de nouveaux services garantis à long terme qui sont à l'origine du besoin d'élargir le réseau de TransCanada. L'APC a reconnu que tous les usagers actuels sont responsables dans ce sens que s'ils réduisaient leur demande, la capacité serait libérée pour les nouveaux usagers. Elle a également déclaré ne pas estimer qu'un contrat de transport garanti donne à l'expéditeur existant quelque droit de propriété que ce soit à l'égard du réseau. D'autre part, a signalé l'APC, plusieurs usagers actuels ont conclu des marchés de vente à long terme et des contrats de transport à long terme reposant sur le réseau de TransCanada, si bien qu'ils ne sont pas libres de quitter le système. Selon l'APC, seuls les nouveaux expéditeurs ont à décider s'ils feront appel ou non au réseau, de sorte que le bon sens dicte que la responsabilité, en matière de causalité, repose sur les nouveaux usagers.

Consumers' a aussi avancé que les expéditeurs existants qui ne font pas diminuer leur demande ne doivent pas être considérés comme étant à l'origine du besoin d'expansion, ceci parce que les installations pipelinières avaient été aménagées à l'origine pour répondre à la demande à long terme des marchés servis par les expéditeurs existants, et que l'on s'attendait, au moment de l'aménagement, à ce que cette demande persiste pendant toute la durée économique des installations.

Pour l'ACIG, le but de la construction du plus clair des installations faisant l'objet de la demande est de répondre à des demandes de services garantis à long terme visant à servir un nouveau marché distinct sur le plan régional, en l'occurrence le Nord-Est des É.-U.. Vu la taille de ce marché et le fait qu'il n'a pas traditionnellement été servi par TransCanada, l'ACIG a soutenu que les installations nécessaires pour le servir consistent essentiellement en un nouveau gazoduc.

L'ACIG a reconnu que les nouvelles installations seraient physiquement intégrées au réseau actuel, mais que le plus clair des nouvelles installations visait un nouveau marché d'exportation et par conséquent devrait être considéré comme étant séparé du réseau en place. Ayant ainsi défini les nouvelles installations, l'ACIG a soutenu que ce sont les expéditeurs demandant des contrats de transport garanti à long terme visant le Nord-Est américain qui sont à l'origine du plus clair de l'expansion envisagée et donc doivent en porter le coût. Selon l'ACIG, il conviendrait de mettre en commun, séparément, les coûts associés au transport vers le Nord-Est américain et de calculer les droits applicable à ce service en fonction de ces coûts distincts.

#### **2.2.4 Effets distributifs**

Le coût des ajouts proposés et ses répercussions sur les droits de péréquation, que l'on estime être de 0,10\$/GJ, constituaient, selon l'ACIG, l'APC et Consumers', leurs préoccupations importantes qui les poussaient à proposer des méthodologies de rechange. Selon ces parties, les droits de péréquation ne refléteraient pas le coût véritable de la prestation du service aux nouveaux expéditeurs et la majoration des droits constituerait en fait une subvention offerte aux nouveaux expéditeurs de la part des expéditeurs existants. L'ACIG estimait que cette «subvention» pourrait atteindre les cent millions de dollars par année et se préoccupait au sujet des répercussions probables de cette augmentation sur l'utilisation du gaz naturel par les clients industriels de la zone de l'Est. D'après le témoignage d'ICI

Canada Inc. («ICI»), ses coûts annuels augmenteraient de 1,3 ou 1,4 millions de dollars par année si la méthode de péréquation était appliquée. De la même façon, General Chemical Canada Inc. («General Chemical») a calculé que ses coûts monteraient d'environ 600 000 dollars par année dans cette hypothèse. L'ACIG a soutenu que cette charge est injuste et inéquitable, et pourrait avoir comme résultat que le coût de l'énergie pour les industries du Nord-Est qui concurrencent les membres de l'ACIG soient plus bas. L'APC et Consumers' ont également prétendu que les expéditeurs actuels subventionneraient les nouveaux.

Consumers' a retenu les services de la firme Ecoanalysis & Associates pour évaluer les effets distributifs de la proposition d'expansion en fonction de taux de péréquation. D'après cette étude, la valeur actualisée nette de la charge qu'imposerait l'expansion aux expéditeurs actuels, si la péréquation était appliquée, serait de 877 millions de dollars, les clients du Canada portant 524 millions de ce total, les clients à l'exportation 353 millions. À la demande de Consumers', cette étude a été faite en fonction de l'hypothèse selon laquelle les producteurs n'absorbent rien de l'augmentation des droits. D'après Consumers', la concurrence gaz-gaz à la frontière albertaine sera le principal moteur des prix pour la plus grande partie du marché de l'Est canadien au cours de la période des prévisions.

D'après Union Gas, les effets distributifs de la majoration des droits ne devraient pas influencer sur le choix d'une méthodologie. Pour Union et TransCanada, l'Office, en conformité avec la Partie III de la Loi, doit analyser les répercussions distributives des majorations de droits sur l'utilisation du réseau car il s'agit de considérations importantes sur le plan de l'intérêt public.

Les tenants de la péréquation ont soutenu que les expéditeurs actuels ne subventionnent pas les nouveaux. Selon eux, dans la mesure où les droits de péréquation sont inférieurs au coût différentiel du service, tous les expéditeurs profitent d'une sorte de subvention qui vient du partage du produit de la dépréciation et du fait que la base de taux est fondée sur des coûts historiques inférieurs. PanCanadian, WGML et d'autres ont déclaré que le fait de reconnaître qu'un groupe de payeurs de droits en subventionne un autre équivaldrait à reconnaître des droits acquis.

### **2.2.5 Distinctions injustes**

Plusieurs tenants de la méthode de la péréquation ont soutenu que les propositions reposant sur le calcul en fonction du coût différentiel produiraient des droits discriminatoires contraires aux dispositions de la Loi. L'ASPIC, PanCanadian, Gaz Métropolitain, inc. («GMi») et la CCPA, en particulier, ont présenté des arguments juridiques élaborés servant à montrer que les différences dans les circonstances, au plan de l'époque, de la souplesse des prix et des utilisations ultimes, ne suffisent pas pour justifier des droits de nature discriminatoires. L'on a soutenu que les propositions de Consumers' et de l'APC créent deux classes d'expéditeurs et que celle de l'ACIG crée des distinctions injustes sur le marché.

L'APC a déclaré que toute distinction injuste relève du jugement. D'après elle, sa proposition (répartir les coûts également entre expéditeurs existants et nouveaux) donnerait des droits justes et raisonnables qui ne sont pas une source de discrimination à l'égard d'une partie quelconque. D'après Consumers', un traitement différent est justifié et ne serait pas discriminatoire, encore moins injustement discriminatoire, parce que les nouveaux expéditeurs, qui sont à l'origine de l'expansion, ne sont pas les mêmes que les existants. L'ACIG a maintenu que sa proposition n'était pas discriminatoire car elle établissait que le gaz acheminé à des marchés différents faisait partie d'un mouvement différent. Consumers' et l'ACIG ont ajouté qu'il paraîtrait discriminatoire de traiter de la même façon deux groupes différents.

General Chemical et ICI ont soutenu que l'Office, lorsqu'il statue sur la question des distinctions injustes, n'est pas obligé de s'en tenir à son avis antérieur, selon lequel les modalités d'accès des nouveaux expéditeurs doivent demeurer constants. Ils ont avancé qu'au contraire, les nouveaux expéditeurs ne sont pas à proprement parler des expéditeurs avant qu'ils commencent les expéditions, de sorte qu'il n'est pas justifié d'appliquer le principe de la distinction injuste que contient la Loi aux personnes qui n'expédient pas de gaz par l'intermédiaire d'un gazoduc réglementé.

### **2.2.6 Droits acquis**

Les tenants de la péréquation étaient d'avis que les méthodologies fondées sur le coût différentiel qui ont été proposées impliquent que les expéditeurs existants ont des droits acquis ou qu'ils ont en quelque sorte droit aux coûts inférieurs associés aux installations existantes, par rapport au coût plus élevé des nouvelles. Les tenants de la méthodologie du coût différentiel ont nié que leurs propositions reposent sur la notion de droits acquis. L'APC a soutenu qu'une fois versé le paiement supplémentaire en capital, tous seraient sur le même pied. Consumers' a reconnu que les expéditeurs existants n'ont pas de droits spéciaux à l'égard de la capacité existante et convenu que sa proposition, qui repose sur des frais supplémentaires, établirait une différence entre le client qui, à son avis, est à l'origine de l'expansion et le client qui ne l'est pas. Consumers', d'autre part, ne considérerait pas cette distinction comme une reconnaissance des droits particuliers des expéditeurs existants. Cela refléterait simplement le fait que le réseau actuel fonctionne à pleine capacité et qu'il faut l'accroître pour accepter le nouveau client.

L'ACIG a soutenu que rien dans sa proposition ne donne à penser qu'un expéditeur servant un marché traditionnel, expéditeur existant ou nouveau, aurait des droits allant au-delà de ce que lui confèrent la tarification ou son contrat. L'ACIG a fait valoir que la distinction qui doit retenir l'attention est celle qui doit exister entre un expéditeur existant ayant déjà un contrat de service en exécution et un expéditeur futur qui n'a pas encore de contrat en exécution parce que la capacité doit être ajoutée avant que l'on puisse acheminer ses volumes.

### **2.2.7 Opérations intégrées**

L'Office a entendu de la part des tenants de la péréquation des témoignages selon lesquels il serait impossible, lorsqu'il s'agit d'un réseau intégré comme celui de TransCanada, de dire qu'une installation ou l'autre sert à assurer le service à un client en particulier, et par conséquent que les seuls droits compatibles avec ce genre de réseau sont les droits de péréquation. L'ACIG, pour sa part, a prétendu que l'existence d'un réseau intégré ne peut en soi empêcher l'adoption d'une méthodologie de conception autre que celle de la pleine péréquation.

TransCanada a soutenu que les nouvelles installations accroîtraient l'efficacité, la souplesse opérationnelle et la fiabilité du réseau intégré, ce qui est à l'avantage de tous ses usagers. Ce principe a été mis de l'avant par tous les tenants de la péréquation et l'ACIG, l'APC et Consumers' ont convenu que les nouvelles installations procureraient certains avantages à l'ensemble du réseau intégré. D'autre part, ils ont soutenu que ces avantages additionnels sont soit superflus, soit non rentables.

TransCanada a admis que les avantages envisagés pour les expéditeurs existants ne vaudraient pas leur coût.

### **2.2.8 Conformité avec la déréglementation et le libre-échange**

Plusieurs tenants de la péréquation ont soutenu que les principes de déréglementation, contenus dans l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel du 31 octobre 1985 («l'Entente»), visaient un accès élargi aux marchés, en échange de la déréglementation des prix du gaz. PanCanadian a cité le deuxième alinéa de l'Entente à l'appui de cette position:

«les acheteurs canadiens jouiront immédiatement d'un accès accru aux approvisionnements de gaz naturel et les producteurs canadiens aux marchés du gaz...».

De nombreux tenants de la méthode de péréquation ont estimé que les droits fondés sur le coût différentiel entravent le commerce. Selon Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. («TQM»), l'imposition de droits accrus aux nouveaux expéditeurs désireux d'accéder au marché d'un expéditeur existant, dans l'hypothèse proposée par l'APC ou Consumers', formerait une barrière réglementaire artificielle pour les nouveaux expéditeurs tout en conférant un avantage concurrentiel aux expéditeurs existants.

L'APC, au contraire, a soutenu que s'il y a évolution de l'exploitation du gazoduc, il doit aussi y avoir évolution des modalités d'accès. Selon elle le calcul différentiel refléterait mieux le prix de transport qui résulterait d'un marché concurrentiel, et serait donc plus compatible avec un marché du gaz déréglementé qu'un calcul de péréquation.

Selon l'ACIG, les producteurs recherchant l'accès à de nouveaux marchés n'ont pas le droit d'avoir cet accès au détriment des autres payeurs del, e r,33(Ttmcga355triment)-port

indues touchant les arrangements relatifs à l'établissement des prix, à la commercialisation et à la distribution dans l'autre Partie.»

### **2.2.9 Indications relatives aux prix et efficacité économique**

Plusieurs parties ont soutenu que les répercussions des différentes méthodologies de conception au plan de l'efficacité économique devraient constituer un critère pertinent du choix de cette méthodologie.

Les considérations d'efficacité économique ont été largement exprimées sous l'angle du choix d'une méthodologie donnant l'indication voulue aux expéditeurs du réseau en matière de prix.

La plupart des parties qui ont abordé cet aspect ont soutenu que l'efficacité économique serait réalisée si l'on percevait auprès des expéditeurs des droits reflétant le coût différentiel réel des nouveaux services de TransCanada. Autrement dit, un droit reflétant le coût différentiel donnerait exactement l'indication voulue aux expéditeurs en matière de prix. Les parties ont cependant convenu qu'il ne serait pas possible de percevoir le coût différentiel auprès de tous les expéditeurs car celui-ci dépasse le droit calculé selon la péréquation et, par conséquent, TransCanada recouvrerait en trop le coût de son service. Un choix s'impose donc entre les diverses options de second rang. En général, il faudrait choisir entre les droits de péréquation et une forme quelconque de droits calculés en fonction du coût différentiel.

Plusieurs parties ont convenu du fait que si la péréquation résulte en une sous-estimation du coût différentiel de l'expansion, les expéditeurs ne recevront pas la bonne indication, de sorte que le résultat économique ne serait pas idéal. On a fait valoir que les expéditeurs réagiraient à ces droits en vendant plus de gaz naturel sur les marchés servis par TransCanada que s'ils avaient eu à verser des droits qui traduisent véritablement le coût différentiel du service. Certaines parties se préoccupent de ce que cela pourrait causer des expansions non rentables du réseau de TransCanada.

L'APC et Consumers' ont soutenu que la méthodologie coût différentiel serait meilleure que la méthodologie péréquation parce qu'il est plus important d'afficher la bonne indication en matière de prix aux yeux des expéditeurs songeant à de nouvelles ventes que d'attribuer la bonne indication de ce point de vue aux expéditeurs existants. Selon leur raisonnement, les expéditeurs déjà engagés à des contrats de transport et de vente du gaz à long terme sont incapables de changer des décisions antérieures pour réagir à l'évolution des droits. Les expéditeurs ne réagiront aux droits qu'au moment où ils décident de conclure de nouveaux marchés. Par conséquent, l'APC et Consumers' ont soutenu qu'il serait possible de réaliser des gains considérables au plan de l'efficacité économique en percevant une forme de droit de nature différentielle lorsqu'il s'agit d'expéditions elles-mêmes différentielles, parce que les expéditeurs seraient très sensibles aux droits perçus. Parallèlement, le fait que le droit perçu relativement aux ventes existantes se distancerait plus du coût différentiel que le droit de péréquation ne causerait pas de pertes appréciable d'efficacité économique en ce qui concerne ces ventes parce que ces dernières ne seraient pas sensibles à l'évolution des droits.

L'ACIG a soutenu qu'il conviendrait de percevoir un droit de nature différentielle dans le cas des ventes au Nord-Est des É.-U. afin que les expéditeurs voient plus clairement ce qu'il en coûte d'accéder à ce marché.

La plupart des parties qui ont appuyé la reconduction de la méthodologie de péréquation ont rejeté l'allégation de l'APC et de Consumers' selon laquelle un droit de nature différentielle permettrait de

réaliser un niveau d'efficacité économique plus élevé qu'un droit de péréquation, mais seules PanCanadian et TransCanada ont déposé des preuves détaillées à ce sujet.

PanCanadian et TransCanada ont convenu du fait que s'il y avait des différences mesurables entre niveaux de sensibilité des prix à la demande sur les divers marchés, l'on pourrait théoriquement accroître l'efficacité économique en percevant des droits se rapprochant davantage du coût différentiel, sur les marchés qui sont davantage sensibles aux prix. D'après TransCanada, lorsque l'expansion englobe une plus forte proportion des ventes envisagées à l'exportation que les volumes vendus sur ce marché, comme cela se produit dans le dossier actuellement en instruction, il serait théoriquement possible d'accroître l'efficacité économique en appliquant des droits de nature différentielle à toutes les ventes différentielles. Pour diverses raisons, cependant, PanCanadian, comme TransCanada, ont soutenu qu'en pratique, les droits de péréquation seraient plus rentables.

Tout d'abord, elles ont signalé que pour accroître l'efficacité économique en percevant des droits différents sur différents marchés, il faut estimer la sensibilité relative de la demande aux prix dans ces divers marchés, puis la mettre au regard de ces élasticités. Vu que l'élasticité de la demande est difficile à mesurer et varie d'une époque à l'autre, PanCanadian et TransCanada ont toutes deux avancé qu'il serait peu probable d'en arriver à une adéquation de ce point de vue. Elles ont aussi souligné que la demande est plus sensible aux prix sur les marchés industriels que sur les marchés commerciaux et résidentiels, mais que rien ne donne à penser que la demande, en moyenne, est plus sensible à l'exportation que sur le marché intérieur. C'est pourquoi tout régime visant la perception de droits de nature différentielle pour toutes les nouvelles ventes, indépendamment du marché servi, ne résulterait probablement pas en un accroissement de l'efficacité économique.

En deuxième lieu, TransCanada et PanCanadian ont toutes deux fait valoir que les droits de nature différentielle pourraient occasionner une distorsion des décisions des utilisateurs ultimes sur le choix à faire entre le gaz et les autres combustibles. De plus, les expéditeurs existants qui avaient accès à la capacité de transport aux prix inférieurs pourraient réaliser des profits en vendant cette capacité sans l'intervention des courtiers accrédités sur une sorte de marché noir. De plus, les principes de la libre concurrence sur le marché n'admettent pas que l'on perçoive des droits différents pour un service unique.

Enfin, PanCanadian a soutenu que si l'on croit que les installations envisagées seront pleinement exploités pendant leur vie utile, le droit de péréquation approche raisonnablement d'un droit nivelé de nature différentielle. C'est pourquoi PanCanadian estimait que dans le cas en question, le droit de péréquation donnera l'indication voulue pour ce qui est des prix à tous les expéditeurs empruntant le réseau de TransCanada.

#### ***2.2.10 Viabilité, stabilité et simplicité administrative***

Sous les angles de la viabilité pratique et de la simplicité administrative, TransCanada a déclaré que les méthodologies de conception de rechange seraient sensiblement plus complexes. Elle a souligné qu'un droit fondé sur le coût différentiel doit proprement être calculé non pas seulement d'après ce coût, mais aussi d'après une analyse différentielle de chaque composante distincte du coût du service. TransCanada estime que la complexité administrative des méthodologies fondés sur le coût différentiel est appelée à augmenter graduellement. Selon GMI, la difficulté associée au calcul du facteur «b» rendrait la proposition de Consumers' impraticable. Pour ProGas, la proposition de l'ACIG (base de taux séparée) rendrait problématique la distinction entre les différentes bases, appliquées aux différents

volumes. L'on s'est inquiété en général au sujet de la nécessité de tenir des audiences plus longues et plus complexes et des difficultés qu'auraient les expéditeurs éventuels à prévoir leurs coûts probables. Les tenants de la méthodologie du coût différentiel ont fait valoir qu'en réalité aucune des méthodologies présentées à l'Office n'étaient aussi compliquées qu'envisagé par TransCanada.

Du point de vue historique, TransCanada et Canadian Hunter Exploration Ltd. («Canadian Hunter») ont signalé que les droits sont fondés sur la péréquation depuis 32 ans et que l'Office a défendu cette méthodologie dans le cadre de plusieurs décisions antérieures, notamment sur les taux en 1973 et en 1974, dans sa décision d'appliquer cette méthodologie aux coûts de TQM en 1981 et, plus récemment, lors de l'instance GH-2-87. D'autres, y compris Natural, ont soutenu que la plupart de ces précédents ne se rapportent pas particulièrement au cas présent car l'Office ne réglemente activement les droits que depuis 1973 et avant 1985, les prix étaient administrés. L'on a fait valoir que la question de la méthodologie de conception des taux n'a de l'importance que depuis cinq ans.

GMI a avancé que la stabilité est un objectif important de la conception des droits, car les précédents figurent de façon importante parmi les facteurs qui guident les décisions d'investissement des parties. Selon elle, si l'Office adopte une nouvelle méthodologie, celle-ci doit offrir la possibilité de résister à l'épreuve des années. L'on a fait valoir que l'uniformité des décisions de réglementation peut donner de la valeur aux exportations canadiennes de gaz; New England Power Company («NEPC») a déclaré que la stabilité de la réglementation est l'un des facteurs qui la pousse à rechercher des approvisionnements au Canada.

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

L'Office n'est pas d'accord avec les déposants selon lesquels la taille de la proposition à l'étude crée une circonstance justifiant une modification de la méthodologie de conception des droits. Pour ce qui est du coût, l'Office note les propos de TransCanada, selon lesquels la reconstruction de la canalisation actuelle, au coût et avec la technologie d'aujourd'hui, coûterait à peu près 10,3 milliards de dollars. Dans ce contexte, l'Office juge que la proposition d'une majoration de 25 pour cent, au coût de 2,6 milliards de dollars, en vue d'une augmentation de capacité de 19 pour cent, n'est pas exceptionnelle. Le réseau du demandeur s'agrandit constamment depuis qu'il a été aménagé il y a plus de trente ans et cette augmentation semble être le résultat normal de la croissance constante de l'industrie gazière canadienne.

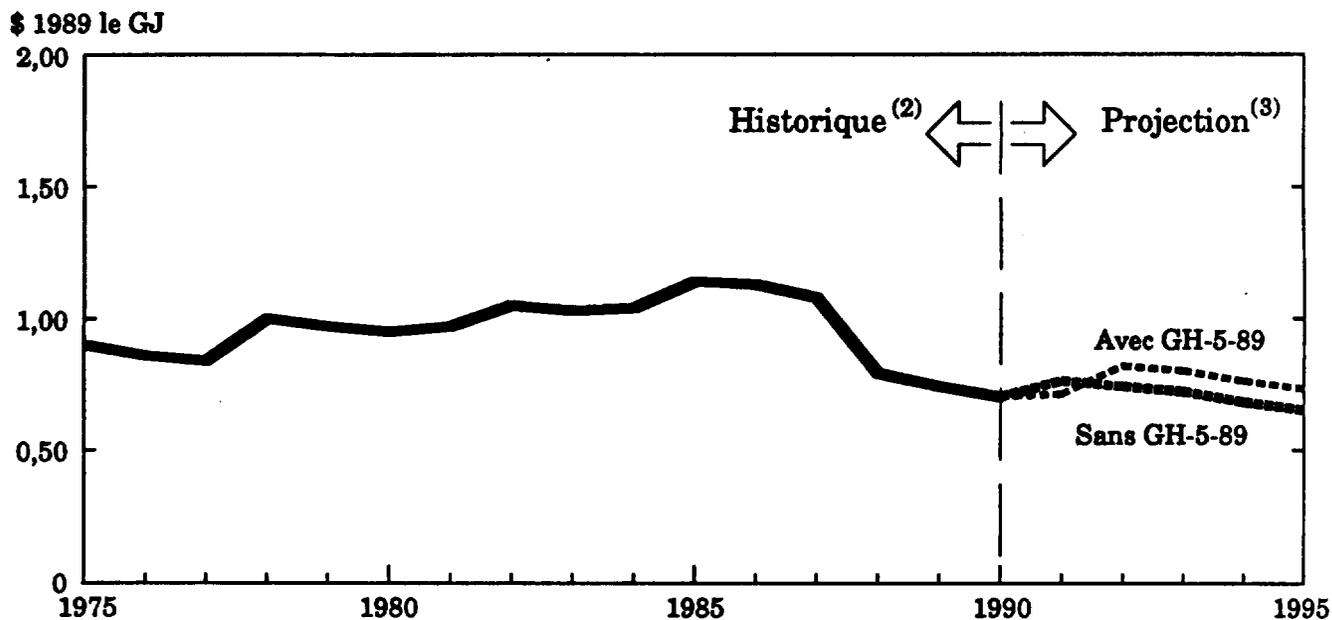
Pour ce qui est des coûts à faire subir aux expéditeurs, l'Office note que le droit prévu pour la zone de l'Est en 1993 est appelé à augmenter de 0,10\$/GJ par rapport au droit sans l'expansion; comparativement au droit actuel de 0,73\$/GJ, cette augmentation serait de 24 cents ou 33 pour cent. D'autre part, à la lumière des droits dans cette zone qui ont été fixés à 0,989\$/GJ en juillet 1987, la prévision pour 1992/1993, soit 0,97\$/GJ, est effectivement plus basse, même sans ajustement pour inflation.

De ce point de vue, l'Office estime qu'il est plus indiqué de comparer les droits historiques en dollars constants. La figure 2-2 (page suivante) montre les droits de la zone Est depuis 1975, facteur de charge à cent pour cent, en dollars actualisés de 1989. On peut constater que même si l'on tient compte de l'effet des droits résultant de la proposition GH-5-89, les droits de 1995 seraient inférieurs, en termes réels, à ce qu'ils étaient il y a vingt ans.

L'Office juge que les méthodologies de rechange proposées par les intervenants auraient pour effet de mettre les expéditeurs existants à l'abri d'une partie ou de la totalité des coûts supplémentaires associés aux nouvelles installations.

À cet égard, l'Office partage l'avis des parties intéressées selon lesquelles le versement de droits ne procure aucun avantage particulier à celui qui le verse, outre la prestation du service. Autrement dit, les payeurs précédents n'ont pas de droits acquis, de sorte qu'ils ne peuvent s'attendre à être exemptés d'une majoration simplement parce qu'ils ont versé des droits par le passé. Dans l'instruction en cours, les parties n'ont pas invoqué de droits acquis comme tels. Les tenants des méthodologies de rechange ont plutôt affirmé que la taille et le coût considérables des installations proposées, plus les répercussions sur les droits et la nature du marché envisagé, créent des circonstances uniques justifiant une certaine protection au niveau des droits pour les expéditeurs existants. Bien que certains facteurs comme la taille, le coût ou les effets des installations proposées sur les droits peuvent se rapporter à la décision d'autoriser la construction des installations visées, ils ne justifient pas dans cette cause d'instituer des distinctions entre expéditeurs sur la base du moment auquel ils ont commencé ou vont commencer à verser des droits et à recevoir le service.

**Figure 2-2: Historique et projection des droits de TransCanada, <sup>(1)</sup>  
zone de l'est**



**Notes:**

- (1) Facteur de charge 100 %, combustible exclu, en dollars constants de 1989.
- (2) Indice des prix à la consommation, Statistique Canada.
- (3) Hypothèse d'inflation de 5 % par année de 1990 à 1995.

La proposition de l'APC (apport en capital) et celle de Consumers' (frais supplémentaires en fonction de la demande) établissent une distinction reposant sur le moment auquel un expéditeur a commencé à jouir du service, ce qui implique que les expéditeurs existants ont certains droits acquis, principe que l'Office rejette. De plus, la perception d'un apport en capital ou de frais supplémentaires liés à la demande agirait comme entrave à l'accès de nouveaux participants au marché, limiterait la concurrence et conférerait aux expéditeurs existants un avantage concurrentiel indu.

De la même manière, quoique l'Office étudiera les caractéristiques du marché lorsqu'il devra déterminer la faisabilité économique d'aménagements proposés, il ne croit pas que les expéditeurs servant le marché du Nord-Est des É.-U. devraient payer des droits différents simplement parce qu'ils expédient du gaz vers ce marché.

La proposition de l'ACIG, selon laquelle il faudrait accorder une base de taux différente à la partie des nouvelles installations qui sert à exporter au Nord-Est des É.-U., repose en partie sur le concept de cette région comme marché régional distinct et nouveau par rapport au marché intérieur et extérieur actuel de TransCanada. L'Office n'est pas d'avis que le marché du Nord-Est américain est nouveau puisque le Canada y exporte du gaz depuis 1984, ni qu'il s'agit d'un marché distinct par rapport à l'Ontario, au Québec ou au Midwest. Tous les marchés ont leurs caractéristiques particulières, mais l'Office ne voit pas d'attributs du marché du Nord-Est américain qui justifieraient des droits différents pour ce qui est du réseau de TransCanada. Considérer les installations devant servir ce marché comme un nouveau réseau, ce serait faire fi des réalités d'un réseau intégré. Il n'est pas possible de séparer ces installations physiquement.

Selon l'Office, lorsque les nouvelles installations seront achevées, elles formeront corps avec le reste du réseau de TransCanada et ne seront pas réservées aux livraisons d'un expéditeur individuel. Bien qu'il soit possible de concevoir que le coût de certaines installations soit lié à certains volumes de gaz, cela ne traduirait pas véritablement la façon dont l'Office conçoit le fonctionnement du réseau en question.

Vu les opinions de l'Office au sujet de la pertinence des caractéristiques du marché du Nord-Est des É.-U. quant à la méthode tarifaire, et de la nature intégrée du réseau, il ne serait pas approprié d'autoriser le recours à des droits variables seulement pour certains volumes.

Pour ce qui est de déterminer qui est à l'origine du besoin de nouvelles installations, l'Office est réceptif à l'argument selon lequel c'est la demande collective de tous les expéditeurs qui oblige à accroître la capacité du gazoduc.

Depuis le début de la déréglementation, en 1985, l'Office a apporté plusieurs modifications au tarif de TransCanada afin d'assurer l'accès libre à ce réseau. L'existence de droits justes, raisonnables et non discriminatoires a assurément contribué à cette démarche. D'autre part, l'Office n'estime pas que le besoin de faciliter la déréglementation, en soi, constitue un facteur légitime du choix d'une méthode de conception des droits.

Étant donné l'information et les moyens de traitement des données disponibles à l'heure actuelle, la simplicité de la conception des droits n'est plus un facteur aussi important de l'administration des droits. La facilité de compréhension d'une méthode de conception et les problèmes pratiques de son administration sont néanmoins des facteurs dont l'Office tient compte. Cependant, l'Office n'a rejeté

aucune des propositions déposées devant lui sur la base de leur manque de simplicité ou de l'absence de viabilité pratique.

Pour ce qui est des arguments portant sur l'efficacité économique des méthodologies de rechange, l'Office convient avec l'APC et Consumers' qu'il est possible de soutenir, en théorie, le principe selon lequel le fait de percevoir un droit de nature différentielle auprès des clients du réseau de TransCanada les plus sensibles au facteur prix pourrait procurer de meilleurs résultats au plan de l'efficacité économique que le recours aux droits de péréquation. L'Office convient aussi avec l'APC et Consumers' qu'il est probable que la sensibilité aux prix de la demande de services de transport par le réseau de TransCanada provenant d'expéditeurs actuellement détenteurs de contrats de transport et de vente à longue échéance est moindre que celle de la demande des expéditeurs envisageant de nouvelles ventes.

Par contre, l'Office convient aussi avec PanCanadian et TransCanada du fait qu'en pratique, il serait fort difficile de relier les droits de nature différentielle aux marchés les plus sensibles au facteur prix. L'Office note qu'il n'existe pas de données sur la sensibilité aux prix de la demande sur les marchés servis par le demandeur. De plus, l'Office estime que les expéditeurs qui renouvellent leurs contrats et les usagers industriels du marché canadien pourraient être tout aussi sensibles aux droits perçus par TransCanada que les nouveaux expéditeurs. Aucune des propositions portant sur l'application de droits de nature différentielle n'avancait qu'il fallait imposer des droits de ce genre aux usagers industriels à contrats à court terme ni aux clients renouvelant leurs contrats. Enfin, l'Office note qu'aucune preuve empirique n'a été présentée à l'appui des avantages de la méthodologie du coût différentiel par rapport à celle de la péréquation sous l'angle de l'efficacité économique.

En résumé, l'Office n'est pas persuadé que la mise en oeuvre de l'une ou l'autre des méthodologies de nature différentielle proposées procurerait des avantages sensibles au plan de l'efficacité économique, comparativement à l'adoption de droits de péréquation.

### **Décision**

**Toutes les installations, qu'elles soient approuvées en vertu de l'article 52 ou exemptées en vertu de l'article 58 de la Loi, dans l'instance actuelle, feront l'objet de droits calculés en fonction de la méthode de péréquation aux fins de la base de taux de TransCanada.**

# Chapitre 3

## Faisabilité économique

---

### 3.1 Opinions des parties intéressées

L'article 52 de la Loi porte que la faisabilité économique est l'un des facteurs auquel l'Office peut se référer lorsqu'il est appelé à déterminer si un projet pipelinier est d'utilité publique. Lors d'instructions passées, l'Office a eu recours à plusieurs facteurs lorsqu'il a déterminé dans quelle mesure le projet pipelinier faisant l'objet d'une demande avait la possibilité d'être faisable, au plan économique, notamment des éléments de preuve portant sur l'offre, les marchés, les contrats sur lesquels reposent la demande et la projection des effets sur les droits. Les opinions des parties intéressées à l'instruction GH-5-89 au sujet de ce que doivent être les composantes d'une évaluation de faisabilité économique se divisent en trois catégories.

Le premier groupe a avancé que l'Office devait évaluer la faisabilité économique des installations proposées par l'analyse d'une grande variété de facteurs ayant une incidence sur la probabilité que les installations soient exploitées à un niveau raisonnable durant leur vie économique et donc que des frais liés à la demande soient versés.

D'autres ont aussi fait valoir que l'Office serait obligé de prendre ces facteurs en compte, mais ont avancé que la probabilité d'exploitation à un facteur de charge élevé et du versement de frais de demande ne suffisait pas à prouver la faisabilité économique. Selon ces parties, lorsqu'on applique la méthode de péréquation, les expéditeurs versent des droits qui ne reflètent pas le coût différentiel réel du service, de sorte qu'un autre test de faisabilité économique devient nécessaire. En somme, ces parties estimaient qu'une expansion pipelinère qui semble économiquement faisable en fonction de droits de péréquation ne le serait peut-être pas si les expéditeurs étaient obligés de payer des droits qui reflètent le coût différentiel réel du transport garanti par le réseau de TransCanada.

Ces parties se divisaient en deux pour ce qui est de la solution au problème ainsi perçu. D'une part, certains estimaient qu'il faudrait retenir les droits de péréquation, mais recourir à un test de faisabilité économique dans le cas des agrandissements de réseaux. Pour d'autres, il serait préférable d'adopter des droits de nature différentielle qui reflètent mieux le coût différentiel réel du service comme test de faisabilité économique.

Les opinions des parties au sujet de l'approche de la faisabilité économique sont résumées dans les lignes qui suivent. Viennent ensuite les opinions de l'Office.

#### *3.1.1 Facteurs se rapportant à la faisabilité économique*

Plusieurs intervenants, des deux côtés de l'argument du test quantitatif, ont avancé qu'il convient d'analyser la faisabilité économique sous plusieurs angles et ont énoncé les facteurs dont il faudrait normalement tenir compte dans ce genre d'exercice.

TransCanada a recommandé que l'évaluation de faisabilité économique repose sur les facteurs suivants:

- (i) existe-t-il un marché à long terme pouvant supporter ce gazoduc?

- (ii) y a-t-il un approvisionnement de gaz à long terme pour alimenter ce marché?
- (iii) l'état des contrats étayant la demande et les garanties financières;
- (iv) la probabilité de concurrence de la part d'autres gazoducs ou sources d'énergie;
- (v) une comparaison entre les coûts de l'expansion et les coûts réels du réseau existant, rajustés pour tenir compte de l'inflation, de la dépréciation et des progrès technologiques;
- (vi) le soutien accordé par l'industrie;
- (vii) existe-t-il un écart entre les droits de péréquation et le coût marginal à long terme?
- (viii) lorsqu'il y a un tel écart, les revenus différentiels procurés par la vente du gaz au nouveau marché permettent-ils de récupérer le coût de l'expansion et procurent-ils aux vendeurs un rendement d'ordre commercial?

Enserch a appuyé la présentation de TransCanada sur la faisabilité économique.

D'après ProGas, dans l'application de toute épreuve de faisabilité économique, l'Office devrait aussi tenir compte de l'offre de gaz, des contrats de vente, des conditions du marché, des approbations obtenues des autres organismes de réglementation, de l'existence de dispositions de transport en aval et en amont et de tout autre facteur que l'Office estime pertinent. L'ASPIC a convenu du fait que l'Office doit tenir compte de l'offre, de la viabilité des marchés, des contrats étayant l'expansion et des aspects environnementaux. Pour la CCPA, le test fait partie d'un ensemble de facteurs, y compris offre, marchés, garanties financières et engagements contractuels.

WGML a déclaré que l'Office doit proprement évaluer la faisabilité économique d'une expansion pipelinière en déterminant si le réseau entier, à relativement long terme, serait exploité et ferait l'objet de contrats de transport dans une mesure raisonnable, vu les droits de péréquation qui résulteraient de l'expansion. À cette fin, il faudrait que l'Office détermine si les approvisionnements à long terme sont suffisants, si les marchés envisagés sont porteurs et s'il existe des remplacements possibles au gaz que transporterait TransCanada sur son réseau, par exemple d'autres sources d'énergie ou de gaz. WGML a soutenu que l'Office devrait aussi examiner d'autres facteurs qui pourraient conditionner la probabilité que le système demeure utile et exploité.

Outre son test de faisabilité, AEC a recommandé à l'Office d'évaluer autant les engagements contractuels des expéditeurs et la probabilité (risque) que les installations soient utiles et exploitées. Pour ce qui est de l'évaluation du risque, AEC a recommandé que l'Office passe les projets en revue afin de s'assurer que l'offre et la demande commerciale pertinentes sont raisonnablement sûres et que des garanties financières satisfaisantes existent. À la lumière de cette information et de l'analyse des critères de base de l'offre et du marché, l'Office pourrait alors juger si les installations seraient utiles et exploitées pendant leur vie utile.

GMI a recommandé que l'office adopte une démarche à deux volets pour évaluer la faisabilité économique. Deux questions seraient posées : a) Les installations seront-elles exploitées? et b)

Versera-t-on des frais liés à la demande? Pour ce qui est de la réponse à la première, GMi recommande que l'Office tienne compte, entre autres, de ce qui suit:

- (i) la durée des contrats de transport proposés;
- (ii) la nature du marché;
- (iii) la probabilité que le marché absorbe les volumes prévus;
- (iv) l'aptitude du marché canadien à absorber la capacité excédentaire;
- (v) la concurrence de la part des autres gazoducs;
- (vi) l'expérience passée des marchés;
- (vii) des preuves portant sur les approvisionnements en gaz;

Pour répondre à la deuxième question, l'Office devrait prendre en considération, entre autres, ce qui suit:

- (i) la force de garanti des contrats;
- (ii) le risque associé à la réglementation;
- (iii) l'aptitude du promoteur à verser les frais de demande;
- (iv) l'aptitude de TransCanada à absorber les frais de demande impayés;
- (v) les effets distributifs.

Enfin, GMi a déclaré que l'Office devrait aussi s'assurer que les aménagements proposés sont d'utilité publique.

PanCanadian a mis de l'avant l'adoption d'un test de faisabilité économique et recommandé que l'Office, pour se faciliter la tâche d'établir si les installations seront utiles et exploités, recoure, en autres, aux critères suivants:

- (i) les garanties financières fournies par chaque expéditeur;
- (ii) la disponibilité des approvisionnements en gaz;
- (iii) la durée des contrats de vente et de transport;
- (iv) la robustesse et la durabilité du marché desservi;
- (v) la facilité d'accès aux combustibles de remplacement ou autres sources de gaz par le biais d'autres réseaux de transport et la rentabilité du recours à ces solutions.

L'ACIG a noté que plusieurs intervenants avaient proposé que l'Office fasse appel au soutien apporté par l'industrie et par la force des contrats afin de déterminer la faisabilité économique. Elle estimait toutefois que tout appui de l'industrie ou des contrats qui repose sur le maintien d'un régime de droits

fondés sur la péréquation devrait être considéré comme une preuve concluante du fait que le projet n'est pas économiquement viable.

Certains intervenants ont soutenu que les incidences d'une expansion proposée sur les droits de TransCanada devraient faire partie des facteurs dont on tient compte dans la détermination de la faisabilité économique de l'expansion. L'ACIG, l'Association canadienne des fabricants de produits chimiques («ACFPC») et ICI ont déclaré que les contrats visant le service intérieur sont habituellement des contrats à prix fondé sur les coûts ajoutés alors que les prix dont font l'objet la plupart des contrats d'exportation reposent sur les rentrés nettes. Autrement dit, bien que les producteurs puissent porter le plus clair du fardeau d'une augmentation des droits en ce qui touche les exportations, sur le marché intérieur, c'est le consommateur intérieur qui portera ce fardeau. Consumers' estimait que les clients à l'exportation existants comme les clients intérieurs existants seront normalement les plus touchés par une expansion de réseau qui occasionne une majoration des droits et que ces effets distributifs doivent faire partie de l'analyse pratiquée par l'Office comme moyen de déterminer la faisabilité économique. L'ACIG a déclaré qu'indépendamment du test de faisabilité adopté, le transfert des coûts aux tiers non associés à l'expansion doit être réduit au minimum.

D'après ces parties, si la majoration des droits causée par une demande d'expansion d'installations apparaît trop forte, il se peut que le projet soit jugé économiquement non réalisable. D'autre part, et il en est question au chapitre 2, ces parties sont d'avis qu'il serait préférable d'adopter une méthodologie qui limiterait ou réduirait au minimum les majorations de droits imposées aux expéditeurs existants.

TransCanada et l'ASPIC ont convenu que les effets distributifs devraient être pris en compte lors de l'évaluation de l'utilité publique, mais ont fait valoir que ce critère et la question de la faisabilité économique ne doivent pas être confondus. Selon ces parties, bien que les deux soient reliés, il doivent être abordés séparément. Pour TransCanada, l'Office, lorsqu'il évalue les effets distributifs d'une demande portant sur une expansion, doit aussi tenir compte des effets distributifs positifs, par exemple le remplacement des combustibles de rechange par suite de l'accroissement des ventes de gaz et l'effet multiplicateur de l'expansion du réseau et de l'investissement d'amont sur l'emploi à l'échelle régionale, les revenus et les recettes gouvernementales.

AEC et PanCanadian ont convenu que l'effet des droits sur les expéditeurs existants constitue une préoccupation légitime, mais ont déclaré qu'il n'appartient pas à l'Office de corriger les incidences distributives et que s'il existe des doutes au sujet de la possibilité que les expéditeurs existants puissent verser des droits majorés, il faudrait que le gouvernement fédéral subventionne directement les intéressés. WGML a rejeté la notion selon laquelle l'interfinancement et les effets distributifs font partie des facteurs à considérer parce que, selon elle, cet argument repose essentiellement sur le principe selon lequel les expéditeurs existants auraient des droits acquis à l'égard de la capacité en place. Pour WGML, l'incidence de l'expansion d'un réseau sur les droits n'a de pertinence en matière de détermination de la faisabilité économique que dans la mesure où les expéditeurs existants délaissent le réseau. Autrement dit, lorsque l'Office est appelé à statuer sur la faisabilité économique des nouvelles installations proposées, il doit tenir compte de l'incidence de la majoration des droits sur la demande de service de transport.

### ***3.1.2 Test quantitatif de la faisabilité économique***

#### ***(i) Tests quantitatifs proposés***

Les parties appuyant l'adoption d'un test quantitatif de la faisabilité économique étaient les suivantes : AEC, ANE, la CCPA, Canadian Hunter, l'ASPIC, PanCanadian et ProGas. Plusieurs sociétés, surtout les membres de l'ASPIC, ont déposé des lettres de commentaire à l'appui de la position de l'ASPIC, qui incluait l'adoption d'un test quantitatif. Seules AEC, la CCPA, l'ASPIC et ProGas ont proposé des tests analytiques précis de faisabilité économique, tests dont le but serait de faire une évaluation économique des expansions proposées du point de vue général du secteur de la production gazière.

De plus, Union a proposé un test en trois parties qui évaluerait une expansion, sur le plan économique, du point de vue de TransCanada et aussi du grand public.

Les arguments avancés par les tenants de ces tests sont résumés plus bas, puis viennent les commentaires des intervenants.

### ***AEC***

AEC a recommandé que l'Office adopte une procédure axée sur les conditions du marché pour faciliter l'établissement d'un équilibre entre l'offre et la demande de services de transport tout en veillant à ce que le risque de surexpansion du réseau de gazoducs soit réduit au minimum et à ce que les droits de TransCanada demeurent justes et raisonnables. La méthode proposée comprend plusieurs recommandations portant sur les tarifs et une épreuve de faisabilité économique. Pour ce qui est des tarifs, AEC a soutenu que seuls les contrats d'un minimum de dix ans doivent servir à justifier une expansion car ils constituent la base essentielle sur laquelle repose le financement des expansions pipelinières. De plus, les expéditeurs existants ne devraient pas avoir droit de renouvellement automatique et les contrats à court terme devraient être restreints à deux ans afin qu'ils expirent avant la fin du cycle d'approbation et d'aménagement des nouvelles installations. AEC a également soutenu qu'afin de réduire davantage le risque de surexpansion, il faudrait obliger TransCanada, au moment de la demande portant sur les installations, à dégager les expéditeurs existants de leurs contrats de SG s'ils ne veulent plus retenir la capacité qui leur est allouée.

Comme test de faisabilité économique, AEC a proposé que l'on calcule les rentrés nettes théoriques d'après la moyenne du prix contractuel du gaz sur trois ans, moins un droit normalisé fondé sur le cycle d'expansion complet de TransCanada et sur les frais de demande de services de livraison de NOVA Corporation of Alberta («NOVA»), puis que ces rentrées nettes soient comparées à la moyenne du prix au comptant intérieur du gaz en Alberta, sur trois ans, afin de déterminer si tel ou tel contrat de vente de gaz est viable au plan économique. Le prix contractuel moyen sur trois ans serait fondé sur le prix auquel le gaz se serait vendu si le contrat avait été en vigueur pendant l'année ayant précédé la demande, ce qu'il pourrait être pendant l'année de la demande et ce qu'il pourrait être l'année suivante. De la même manière, l'estimation du prix au comptant intérieur en Alberta, moyenne de trois ans, reposerait sur le prix moyen au comptant de l'année la plus récente plus le prix au comptant pour l'année de la demande et l'année subséquente.

AEC a soutenu que l'Office devrait adopter un test de faisabilité économique fondé sur les coûts et prix courants afin d'éviter toute difficulté posée par la prévision et la sélection des taux d'actualisation servant à calculer la valeur nette actualisée. AEC a fait valoir que son test vise à aider l'Office à déterminer si les conditions générales du marché sont propices à l'aménagement de nouvelles installations, au moment de l'expansion.

AEC a également avancé qu'en raison de limites imposées par le transport, le marché au comptant est actuellement le seul marché de rechange qui s'offre aux expéditeurs désireux de faire de nouvelles ventes. De plus, si les expansions n'ont pas lieu, le prix au comptant demeurera longtemps le meilleur indicateur de la valeur d'opportunité des réserves non engagées par des contrats. Par conséquent, AEC estime que le prix au comptant intérieur en Alberta constitue la meilleure mesure du coût d'opportunité du gaz, pour les producteurs.

AEC a reconnu que le recours à ce test pourrait être contre-indiqué lorsque les modalités d'une vente de gaz sont telles qu'il n'est pas possible de suivre le prix moyen du gaz pendant la durée du contrat. Cela pourrait se produire, par exemple, lorsqu'il s'agit de contrats prévoyant des sommes forfaitaires au comptant versées au vendeur dès le début du contrat ou de contrats dans lesquels le prix du gaz fait l'objet d'une clause d'échelle mobile. AEC recommande que dans ces cas, on fasse appel à un «cours équivalent actualisé» afin d'estimer le prix contractuel moyen pour les trois premières années du contrat. Le calcul de ce cours équivalent actualisé rajusterait la prévision de prix de l'Office en fonction du rapport qui existe entre la valeur actualisée nette des revenus contractuels prévus par le demandeur et la valeur actualisée nette des revenus générés par le projet, calculée comme si le projet avait bénéficié du prix prévu par l'Office pour le marché en cause. AEC a proposé que l'on utilise le rendement hors impôt sur la base de taux de TransCanada comme taux d'actualisation de la valeur nette.

AEC a déclaré que le test qu'elle propose ne doit pas être d'application absolue et doit simplement figurer parmi les facteurs dont l'Office tient compte lorsqu'il instruit de demandes portant sur des installations. D'après AEC, le test de faisabilité économique doit servir seulement de mesure de transitoire ou temporaire afin d'imposer une certaine discipline économique à TransCanada, tant que celle-ci conserve son monopole de transport. Au fur et à mesure que la concurrence augmentera entre pipelines, il deviendra de moins en moins nécessaire d'appliquer le test de faisabilité économique.

AEC a déclaré que l'Office ne serait pas capable d'utiliser intégralement la méthode axée sur les conditions du marché ainsi proposée, pour le moment. Plus précisément, il serait difficile d'exiger que l'on renouvelle, pour un minimum de dix ans et pendant la durée de l'instruction GH-5-89, des contrats qui sont à la veille d'être renouvelés ou viennent de l'être. D'autre part, AEC a noté que l'Office devrait appliquer le test de faisabilité économique en soi et aussi faire une analyse du risque. AEC a ajouté que même si elle préfère son propre test, elle estime que celui qui a été suggéré par la CCPA se place au deuxième rang.

### **CCPA**

Les tests de faisabilité économique recommandés par la CCPA, l'ASPIC et ProGas ont tous une structure et un objectif très semblables du fait que ces trois parties ont proposé des techniques d'analyse du flux de trésorerie comme moyen de déterminer si de nouvelles ventes de gaz sont appelées à être rentables du point de vue de l'ensemble du secteur de production du gaz. La proposition de la CCPA, la plus élaborée, incluait des calculs-types pour chacun des projets étayant l'expansion proposée dans le dossier GH-5-89. La CCPA, comme plusieurs autres intervenants, a soutenu qu'une expansion excessive du réseau de TransCanada pourrait avoir résulté du recours à la méthode des droits de péréquation. Elle a donc proposé que l'Office applique son évaluation économique axée sur les conditions du marché («EECM») comme test de faisabilité économique afin de s'assurer que le réseau de TransCanada demeure une option de transport viable et que les nouvelles installations proposées demeurent utiles et exploitées.

L'EECM consisterait en une analyse du flux monétaire actualisé qui comparerait la valeur actualisée des recettes différentielles tirées des ventes de gaz au point de livraison (entrée de la ville) dans le cas des ventes intérieures et au point d'exportation dans le cas des ventes d'exportation, avec la valeur actualisée du coût de service majoré du gazoduc et avec la valeur actualisée des coûts supplémentaires liés à la production comme les frais d'extraction et de traitement du gaz et les redevances. La CCPA a aussi proposé que la valeur de l'actif du gaz dans le sol soit incluse dans les coûts liés à la production. Selon la CCPA, la valeur du gaz dans le sol indique soit le coût de remplacement du gaz qui est produit, soit le coût d'option de ce gaz s'il était vendu dans un autre marché.

La CCPA a proposé que la valeur du gaz dans le sol soit déterminée en fonction des observations du marché comme le prix de vente des réserves ou la valeur des fusions et des acquisitions déclarées. La CCPA a chargé Coles Gilbert and Associates Ltd. («Coles Gilbert») de préparer une étude estimant la valeur des réserves de gaz.

Dans son étude, Coles Gilbert a analysé des transactions évaluées à 1,8 milliard de dollars en 1989. Le prix de vente des réserves de gaz a été estimé à  $0,52 \text{ \$/10}^3 \text{ pi}^3$ , le prix plancher étant de  $0,29 \text{ \$/10}^3 \text{ pi}^3$  et le prix plafond de  $0,91 \text{ \$/10}^3 \text{ pi}^3$ . Coles Gilbert a indiqué que cette fourchette de prix reflète les différentes circonstances entourant les ventes de réserves. De l'avis de Coles Gilbert, des facteurs comme la composition du gaz, les proportions des réserves prouvées et des réserves probables et la qualité de réserves telles qu'affectées par les frais d'extraction, les redevances et la mesure dans laquelle ces réserves ont été mises en valeur, peuvent être évalués facilement de façon générale. D'autres facteurs, comme l'incidence de la situation fiscale de l'acheteur ou du vendeur sur le prix de vente, sont difficiles à évaluer, et Coles Gilbert a proposé que les transactions jugées tributaires de considérations fiscales soient exclues de l'estimation des prix moyens des réserves de gaz. L'APC, appuyée par Coles Gilbert, a laissé entendre que la valeur des réserves est également tributaire de facteurs qu'on ne peut pas toujours évaluer facilement. Parmi ces facteurs, il y a les projections de prix faites par les parties contractantes et les clauses contractuelles régissant la vente des réserves de gaz. Cependant, Coles Gilbert a affirmé que la valeur moyenne des réserves traduirait l'évaluation globale, faite par l'industrie, des facteurs qui influent sur la valeur du gaz dans le sol. La CCPA a proposé qu'au besoin, l'Office convoque une conférence technique pour établir la valeur moyenne des réserves.

Dans son témoignage, Coles Gilbert a aussi affirmé que les valeurs moyennes des réserves se rapprocheraient des coûts d'exploration de l'industrie. Si, de façon régulière, les sociétés trouvaient du gaz à un coût inférieur au prix auquel les réserves de gaz sont vendues, elles souhaiteraient vendre les réserves de gaz. Réciproquement, si les réserves de gaz étaient régulièrement vendues à un prix inférieur aux frais d'exploration, les sociétés voudraient acheter des réserves plutôt que de poursuivre leurs travaux d'exploration.

La CCPA a recommandé que les valeurs moyennes dans l'industrie des frais d'extraction et de traitement et des redevances soient aussi utilisées au fin de l'EECM, afin d'assurer la cohérence de l'analyse.

La CCPA a proposé que les prix figurant dans les contrats de ventes de gaz et, par conséquent, les recettes tirées de projets liés au gaz soient estimés au moyen d'un ensemble cohérent de projections de prix de l'énergie, comme les prévisions tirées des scénarios de bas prix et de prix élevé contenus dans le rapport de 1988 de l'Office sur l'offre et la demande. La CCPA a reconnu que les prix de l'énergie utilisés pour estimer les prix figurant dans les contrats de vente de gaz et les prévisions de prix utilisées pour calculer la valeur moyenne *in situ* du gaz dans le sol ne seraient généralement pas

conséquents. Cependant, dans son témoignage, elle a déclaré qu'on pourrait les rendre conséquents en appliquant un taux d'actualisation auquel la valeur actualisée unitaire du gaz dans le sol (compte tenu des redevances et des frais d'extraction et de traitement), calculés à partir des projections des prix de l'énergie, équivaut à la valeur moyenne in situ du gaz dans le sol établie à la faveur de l'analyse des transactions marchandes. La CCPA a proposé que ce taux d'actualisation soit utilisé comme taux de référence ou taux de rendement minimal pour l'EECM.

Aux fins de l'EECM, on estimerait le taux de rendement interne du projet en considérant les recettes provenant des exportations ou des ventes intérieures comme les rentrées de fonds, alors que l'augmentation du coût de service du gazoduc, les redevances, les coûts de production et la valeur du gaz dans le sol seraient considérés comme des sorties de fonds. Pour réussir le test, un projet devrait avoir un taux de rendement interne qui ne soit pas de beaucoup inférieur au taux de référence ou taux de rendement minimal établi au préalable.

La CCPA a proposé que chaque contrat fasse l'objet d'une EECM pour la période des contrats de transport à long terme. Elle était d'avis qu'il n'y avait pas lieu d'assujettir les renouvellements à ce test dans le cadre de l'audience en cours, mais qu'en principe, ils devraient y être soumis. Elle a aussi indiqué que ce test suppose que les nouvelles installations seront utiles et exploitées après l'expiration des contrats de transport en cause. Elle a laissé entendre que l'Office devrait examiner la question à savoir si les installations seraient en fait viables après l'expiration des contrats de transport initiaux. Enfin, elle a recommandé que l'EECM soit considérée comme un indicateur important de la faisabilité économique des nouvelles installations de transport proposées, mais qu'elle ne soit pas appliquée de manière absolue.

En résumé, la CCPA a soutenu que l'EECM est le moyen le plus approprié de s'assurer que les investissements en capital requis pour les nouvelles installations est justifié à la lumière des conditions actuelles et prévues du marché du gaz parce que cette évaluation économique est rattachée à ce marché et englobe la perspective du secteur de production du gaz.

### ***ASPIC***

L'ASPIC a déclaré qu'un test de faisabilité économique s'impose parce que la méthode de péréquation ne fournit pas aux expéditeurs sur le réseau de TransCanada une indication suffisamment précise de l'évolution des prix. L'ASPIC a proposé que l'Office adopte une analyse du flux monétaire actualisé selon laquelle les recettes et les coûts différentiels provenant des ventes proposées de gaz naturel reliées à une demande d'installations seraient évalués.

Les recettes différentielles comprendraient les recettes supplémentaires totales provenant des ventes de gaz naturel qui justifient la capacité accrue nécessaire, mesurée à l'entrée de la ville ou de l'usine dans le cas des ventes intérieures, ou au point d'exportation dans le cas des ventes à l'exportation. Les coûts différentiels comprendraient le coût du service de transport supplémentaire sur tous les pipelines d'amont ainsi que les coûts additionnels associés aux besoins accrus en matière de traitement. Contrairement au test de la CCPA, celui de l'ASPIC ne tiendrait pas compte du coût de remplacement du gaz ou de la valeur des réserves. Selon l'ASPIC, lorsqu'on évalue l'économique d'un projet de ventes de gaz, les réserves ont déjà été acquises et, par conséquent, ces coûts sont irrécupérables. L'ASPIC a conclu qu'il serait inapproprié d'inclure une valeur des réserves de gaz dans l'analyse.

Selon l'ASPIC, le taux d'actualisation utilisé dans l'analyse devrait refléter le coût d'option du capital privé. À cette fin, elle a proposé qu'on utilise le taux de rendement global de la base de taux de TransCanada.

L'ASPIC a reconnu que son test aurait pour effet de fixer un prix minimum que les contrats individuels de vente de gaz devraient atteindre ou dépasser afin de réussir le test. Cependant, elle a observé que tous les tests de faisabilité économique proposés servent ultimement à établir un taux de rendement minimal ou un prix minimum au-dessus duquel un projet peut être jugé suffisamment bon pour être inclus dans une demande d'agrandissement. L'ASPIC a recommandé que son test ne soit pas adopté à titre de test indicatif de réussite ou d'échec, mais seulement en tant qu'un des éléments dont l'Office devrait tenir compte lors de l'évaluation d'une demande d'installations.

### ***ProGas***

Le Test de faisabilité économique («TFE») proposé par ProGas rajusterait les séries de coûts et de recettes de chaque contrat de vente expéditeur de façon à inclure tous les coûts de transport différentiels. ProGas a expliqué que son test visait à évaluer les coûts de transport dans une perspective sociale et non pas dans une optique privée de façon à contrebalancer la faiblesse du marché inhérente aux droits de péréquation.

Les recettes incluses dans le TFE comprennent une prévision des recettes tirées des ventes de gaz, calculées à la frontière internationale dans le cas des exportations, ou à l'entrée de la ville ou de l'usine dans le cas des ventes intérieures, à laquelle on ajoute une prévision des recettes provenant de la vente des produits dérivés aux usines de traitement du gaz. Les coûts de transport différentiels, les coûts de production différentiels au gisement et les redevances versées aux provinces au titre des ressources seraient déduits de l'estimation des recettes pour calculer le rendement avant impôt de chaque projet. ProGas a recommandé que les coûts en capital et les coûts d'exploitation (autres que les frais de combustible) différentiels engagés pendant la durée du contrat de ventes devraient être partagés au *pro rata* entre les nouveaux expéditeurs et les expéditeurs existants qui renouvellent leurs contrats. Un crédit serait alors appliqué aux coûts de transport différentiels pour indiquer que les coûts des agrandissements futurs auraient été évités.

Le TFE ne comprendrait pas explicitement une mesure du coût d'option du gaz. ProGas a souligné qu'une très grande incertitude entourait le calcul de ce coût. En n'incluant pas une valeur des réserves ou un coût d'option dans son test, ProGas a soutenu qu'elle évitait les difficultés inhérentes à l'estimation de la valeur des réserves, d'ailleurs indiquées par l'Office dans ses Motifs de décision GHW-4-89. ProGas a déclaré que le test permettrait aux parties intéressées à l'audience d'évaluer la faisabilité économique relative des contrats de vente de gaz. Elle a suggéré que l'Office entende la preuve relative au calcul du coût d'option du gaz. Le rendement avant impôt des ventes de gaz, tel qu'il est décrit ci-dessus, pourrait être comparé à ce coût d'option aux fins de déterminer si le projet est économiquement faisable.

ProGas a déclaré que le TFE ne devrait pas être adopté à titre de test indicatif de réussite ou d'échec. Ce test devrait être considéré seulement comme un autre moyen à la disposition de l'Office pour s'acquitter de ses obligations en vertu de l'article 52 de la Loi. ProGas a dit que l'Office devrait aussi tenir compte d'autres facteurs comme l'approvisionnement et les marchés, l'étape de l'agrandissement, et les effets distributifs de l'agrandissement d'un pipeline.

## *Union*

Union a proposé une démarche d'évaluation de la faisabilité économique en trois étapes. La première consisterait en une analyse du flux de trésorerie actualisé faite dans l'optique de TransCanada. Si la valeur actualisée des rentrées de fonds dépassait la valeur des sorties, le projet pourrait être considéré économiquement viable dans une optique privée et aucun autre test économique ne serait nécessaire. Si la valeur actualisée s'avérait négative, la deuxième étape du test consisterait à quantifier les autres coûts et avantages publics découlant du projet. Il faudrait alors porter un jugement sur la mesure dans laquelle les bénéfices nets obtenus lors de cette deuxième étape suffiraient à absorber le solde négatif de la première. Enfin, une troisième étape servirait à cerner tous les autres coûts et bénéfices sensibles non quantifiables, par exemple la sécurité d'approvisionnement ou les incidences environnementales. Union a fait valoir que son test était souple et suffisamment détaillé et constituait un cadre logique aux fins de l'analyse des divers facteurs qui, à son avis, s'avéreraient peut-être difficiles à manier par d'autres méthodes d'épreuve.

ICG Utilities (Ontario) Ltd. («ICG Ontario») a convenu du fait que l'analyse en trois étapes de Union puisse constituer un outil raisonnable comme moyen d'aider l'Office à déterminer la faisabilité économique des expansions proposées du réseau de TransCanada, en vertu de l'article 52 de la Loi.

### *(ii) Opinions des autres parties au sujet d'un test quantitatif*

Bien que plusieurs autres parties aient apporté des commentaires au sujet des avantages comparatifs d'un test quantitatif comme mesure de la faisabilité économique, PanCanadian, TransCanada et l'APC ont fait les commentaires les plus élaborés. Leurs opinions sont résumées plus bas, puis viennent les commentaires des autres parties.

PanCanadian a soutenu qu'il faudrait un test de faisabilité économique si les taux administrés s'éloignaient de façon appréciable du coût marginal réel de la prestation d'une capacité de transport additionnelle. PanCanadian a convenu avec les autres parties ayant proposé des tests de faisabilité économique que si cela se produisait, les décisions fondées sur ces droits ne produiraient pas l'allocation de ressources optimale que l'on voit normalement sur un marché concurrentiel. D'autre part, PanCanadian a noté qu'en ce qui touche la demande en instance, les droits de péréquation de la première année équivalraient à peu près au coût marginal de l'expansion. Par conséquent, de l'avis de PanCanadian, il n'est pas nécessaire d'appliquer un test de faisabilité économique aux installations proposées dans l'instance GH-5-89.

PanCanadian a néanmoins pressé l'Office d'adopter un test et de l'appliquer à l'expansion actuellement proposée, afin de poser les bases de son application à toute demande future présentant une divergence sensible entre les droits de péréquation et le coût marginal réel de l'expansion. Elle a proposé que l'Office adopte une analyse coût-bénéfice dans une optique privée à cette fin. Ce test, une analyse du flux de trésorerie actualisé, comprendrait une estimation des revenus procurés par la vente du gaz et de ses sous-produits, une estimation des coûts d'immobilisation et d'exploitation différentiels directs, une mesure du coût de remplacement du gaz (coût à l'utilisation) et les coûts de transport différentiels résultant des ventes de gaz proposées et des renouvellements contractuels étayant la demande. Bien que PanCanadian n'ait pas recommandé de test précis, elle a apporté des commentaires sur les principes et lignes directrices de nature générale qui devraient présider au choix du test économique à retenir. Elle a soutenu que le test devrait être conséquent et logique, avoir un fondement théorique solide et être suffisamment général pour être adaptable aux expansions proposés dans une variété de

circonstances. De plus, ce test devrait pouvoir tenir compte des données pertinentes sur la situation du marché, être facile à comprendre et reposer sur des données susceptibles d'épreuve. Au nombre des tests proposés pendant l'instance GH-5-89, selon PanCanadian, celui de la CCPA satisfaisait le mieux à ces critères et lui était acceptable de manière générale. PanCanadian a également soutenu que la proposition d'AEC était satisfaisante, dans la mesure où l'on mettait l'accent sur les dispositions contractuelles et l'évaluation du risque.

PanCanadian a recommandé que le test de faisabilité économique choisi s'applique à tous les volumes de gaz étayant une demande de construction de nouvelles installations ainsi qu'aux volumes visés par les contrats reconduits dans les cas où ces contrats expirent avant la date de mise en service des nouvelles installations sollicitées. Elle a également affirmé que le test de faisabilité économique ne devrait constituer qu'une des composantes de l'évaluation globale de faisabilité économique de l'Office.

TransCanada a déclaré que le test de faisabilité économique ne serait nécessaire que dans les cas où l'Office est convaincu qu'en raison du maintien des droits de péréquation, les marchés ne fonctionnent pas efficacement sous l'angle des coûts de transport. TransCanada a donc proposé que l'Office songe à appliquer un test de faisabilité économique au cas par cas.

Si l'Office adoptait une analyse quantitative, TransCanada a recommandé que cette analyse mette en regard les revenus différentiels et les coûts différentiels afin de pouvoir estimer quels rentrées en résultent pour les vendeurs de gaz. Cette information serait alors évaluée en regard d'un examen des approvisionnements, des marchés et des contrats à long terme afin de déterminer si l'expansion est viable au plan économique. TransCanada a aussi recommandé que le taux de rendement repère soit fondé sur le marché, que le test soit facile à comprendre, qu'il s'applique aux expansions visant le marché intérieur et l'exportation et que ce ne soit qu'un des facteurs pris en compte par l'Office.

TransCanada a soutenu que le test devrait être sur une base combinée plutôt que sur la base des contrats individuels. A ce sujet, TransCanada a signalé que le paragraphe 52(c) de la Loi porte que l'Office peut examiner la faisabilité économique d'un projet pipelinier, mais pas celle des contrats de vente des expéditeurs eux-mêmes. TransCanada a indiqué qu'il est possible de céder une partie de la capacité pipelinère à certains expéditeurs, de sorte qu'il se peut que l'analyse économique des ventes individuelles ne reflète pas adéquatement la faisabilité économique à long terme des installations faisant l'objet d'une demande.

TransCanada a indiqué que les tests proposés par la CCPA et AEC pourraient servir à analyser la faisabilité économique d'une expansion, bien qu'elle considère comme un aspect négatif de ces tests le fait qu'ils servent à analyser la faisabilité économique de contrats précis.

Enfin, TransCanada a noté que sa demande comportait une estimation de l'augmentation globale des revenus de production à la frontière albertaine, déduction faite des coûts de transport différentiels. TransCanada a déclaré que cette information, plus les livraisons accrues étayant la demande, permettraient de faire un simple calcul de rentrées nettes moyennes à la frontière albertaine, coûts différentiels de transport déduits. D'après TransCanada, bien que ces données en elles-mêmes ne puissent servir à évaluer la faisabilité économique, elles peuvent servir à faire une comparaison avec les autres mesures de la valeur d'opportunité du gaz naturel. TransCanada a déclaré qu'une telle comparaison ressemblerait au test proposé par AEC, sauf qu'elle viserait l'ensemble plutôt que les contrats individuels.

L'APC a critiqué les propositions de tests de faisabilité économique sur les bases suivantes. Tout d'abord, il est extrêmement difficile de tenir compte de tous les facteurs pertinents. Deuxièmement, ces tests seraient appliqués seulement aux ventes nouvelles, pas aux ventes existantes. L'APC a reconnu que c'était là un défaut qu'accuse sa propre méthode d'allocation des coûts mais soutenu que, ceci dit, les deux propositions reposaient implicitement sur un principe qui relève du bon sens : ce sont les demandes de service additionnel, pas les ventes existantes, qui sont la principale cause d'expansion du réseau de transport.

Le problème technique le plus grave que posent les propositions de tests de faisabilité économique, de l'avis de l'APC, est celui de la nécessité de faire des projections portant sur une vaste gamme de variables incertaines et des incertitudes inhérentes au sujet des valeurs futures de ces variables. À titre d'exemple, l'APC a fait valoir que les résultats de l'application de l'EECM sont incertains et subjectifs parce que l'analyse repose sur une projection des prix et parce que plusieurs facteurs qui conditionnent la valeur du gaz dans le sol sont controversés. Il se peut aussi que certaines dispositions contractuelles ayant une incidence sur la valeur des réserves soient de nature confidentielle. L'APC a noté que la valeur du gaz dans le sol telle qu'elle se reflète dans les transactions commerciales dépend en partie des investissements futurs à engager pour mettre les réserves en production; elle a signalé que ces investissements ne font pas partie de l'EECM. Par conséquent, les valeurs moyennes du gaz de réserve traduites par les transactions commerciales pourraient ne pas concorder avec les coûts de production moyens. L'APC a souligné que la CCPA n'avait pas vérifié la valeur moyenne des réserves et les coûts moyens de production pour en déterminer la cohérence

À cause de l'incertitude qui règne au sujet de ces valeurs, l'Office aurait énormément de difficulté à tirer des conclusions définitives quant à la viabilité économique de certaines ventes proposées en se fondant sur l'hypothèse de l'existence de droits de nature différentielle. À un niveau encore plus fondamental, tout test de faisabilité économique obligerait l'Office à porter des jugements définitifs sur la valeur de ces variables et sur la viabilité économique de ventes individuelles de gaz naturel. De l'avis de l'APC, cette situation est incompatible avec une démarche axée sur les lois du marché car elle supprime la responsabilité des parties qui auront à subir les conséquences de ces décisions. L'APC a fait valoir qu'il est préférable de donner la bonne indication aux expéditeurs en ce qui concerne les prix en recourant à une méthodologie tarifaire appropriée, et de laisser ces parties prendre les décisions qu'elles jugent dans leur intérêt.

Consumers' a fait valoir que si l'Office adopte une méthode de conception qui récupère les coûts différentiels auprès des nouveaux expéditeurs ou une proposition fondée sur des frais supplémentaires, il ne serait pas nécessaire de tester la faisabilité économique. D'autre part, si un test était nécessaire, Consumers' a recommandé qu'il englobe la totalité des coûts différentiels de transport. Consumers' a soutenu qu'un test de faisabilité économique doit inclure une estimation du coût d'opportunité à long terme du gaz et que le recours à la valeur commerciale comme mesure de la valeur du gaz comme bien aux fins de l'EECM est contre-indiqué. De l'avis de Consumers', aucun des tests proposés n'aborde correctement les coûts d'approvisionnement. Elle a recommandé que si l'Office adopte un test, qu'il définisse la méthodologie à appliquer pour déterminer le coût d'approvisionnement en gaz à long terme, compte tenu du coût global de la prospection, de la mise en valeur et de la production des stocks à long terme.

L'ACIG a soutenu que si sa proposition fondée sur une base des taux divisée était adoptée, il ne serait pas nécessaire d'appliquer un test de faisabilité économique à l'expansion proposée. D'autre part, l'ACIG a noté que les expéditeurs seraient dorénavant obligés de verser des droits de péréquation sur

le marché établi et sur le marché du Nord-Est américain. Si ces droits ne reflétaient pas adéquatement le coût marginal de l'expansion, il faudrait, à l'avenir, élaborer un test approprié de la faisabilité économique des expansions proposées en vue de desservir le marché établi et de nouveaux marchés, afin de prévenir toute expansion non rentable du réseau pipelinier.

Esso a fait valoir qu'un test du genre de l'analyse coûts-bénéfices sociaux est contre-indiqué, mais recommandé que l'Office se serve de l'EECM comme moyen de comparer les avantages et risques relatifs des demandes de SG obligeant à des immobilisations portant sur l'expansion du réseau.

ANE et Selkirk ont soutenu que l'Office pourrait utiliser les tests proposés dans l'exercice de son jugement, mais n'ont appuyé aucun des tests proposés pendant l'audience. Ils ont fait valoir que les tests devraient être non déterminants. Selkirk a également noté que dans la mesure où le test de faisabilité économique n'est qu'un seul des critères appliqués, cela devrait soulager toute préoccupation au sujet de la possibilité que ce test soit perçu comme un test reposant sur le prix minimum.

GMI s'est opposée à l'adoption d'un test de faisabilité économique et a soutenu que tout test reposant sur l'adoption d'un scénario de prix est voué à l'inexactitude parce qu'il est toujours possible de faire des projections de prix différentes. GMI a appuyé la position de l'APC selon laquelle la valeur commerciale du gaz encore dans le sous-sol ne peut être estimée avec précision et que, de toute manière, cette valeur peut subir l'influence de dispositions confidentielles en matière de prix. Enfin, GMI a soutenu que les tests proposés qui obligent à projeter des prix selon des modalités contractuelles précises ne seraient pas praticables parce que GMI n'a pas accès aux données de prix relativement aux contrats commerciaux passés dans sa zone de compétence, du fait que l'information sur les prix négociés dans le cadre des contrats à long terme est de nature confidentielle et aussi parce que certains contrats ne seront peut-être pas conclus avant que l'audience sur les installations ne soit terminée.

Parmi les sociétés collectrices et les importateurs-exportateurs, NEP a proposé que l'Office recoure soit à l'EECM, soit au test d'AEC. ANE a favorisé l'adoption d'un test de faisabilité économique, mais noté que la négociation et l'arbitrage des contrats pourrait avoir une incidence sur les résultats de tout test du genre. WGML s'est opposée au recours à un tel test parce que pour elle le seul critère que l'Office doit appliquer est celui de la probabilité de pleine exploitation des installations.

### ***3.1.3 Les droits différentiels comme test de faisabilité économique***

Certaines parties à l'audience, y compris l'APC, Consumers' et l'ACIG, ont soutenu qu'une forme quelconque de tarification fondée sur le coût différentiel pourrait servir de test approprié de la faisabilité économique d'une expansion pipelinrière proposée.

L'APC a prétendu que sous le régime actuel de péréquation de TransCanada, les expéditeurs qui font des ventes supplémentaires ne paient pas un droit que reflète le coût total de transport de ces volumes supplémentaires sur le réseau. Par conséquent, les expéditeurs peuvent passer des contrats de ventes et de transport qui ne seraient pas économiques s'ils devaient payer le coût différentiel total de transport de leur gaz. Les agrandissements de pipeline qui entraînent des majorations de droits nuisent au secteur de la production dans son ensemble parce que les coûts majorés de transport font que les rentrées nettes des expéditeurs sont moindres. Il faut donc effectuer un test de faisabilité économique pour s'assurer davantage que les projets non économiques ne sont pas retenus.

Selon l'APC, le test de faisabilité économique devrait avoir pour but de favoriser l'efficacité économique, c'est-à-dire qu'il devrait être conçu pour garantir que les ventes économiques seront réalisées et que les projets d'agrandissement non économiques ne le seront pas. De l'avis de l'APC, la plupart des parties ont convenu que cela devrait être le but d'un test de faisabilité économique, mais les parties ne se sont pas entendues sur la méthode à utiliser pour que ce but soit atteint. Selon l'APC, les tests de faisabilité économique proposés par la CCPA, AEC, l'ASPIC et ProGas constituent une «option administrative» tandis que la Méthode de répartition des coûts («MRC») proposée par l'APC constitue une «option liée aux prix». L'APC a souligné en outre que les tests mis de l'avant par Consumers' et l'ACIG pourraient aussi être considérés comme des «options liées aux prix».

Sous le régime de la MRC préconisé par l'APC, les expéditeurs qui feraient des ventes garanties supplémentaires sur le réseau de TransCanada seraient tenus de faire un apport de capital qui servirait à payer une partie des coûts de construction des nouvelles installations nécessaires à l'acheminement de ces quantités supplémentaires (voir la section 2.1 pour une description détaillée des modalités d'application de cette méthode). L'apport de capital serait obligatoire pour tous les expéditeurs qui font une demande de service de transport garanti sur le réseau de TransCanada, sans égard au marché desservi, mais il ne s'appliquerait pas aux expéditeurs qui reconduisent les contrats de SG existants.

L'APC a soutenu que si les expéditeurs étaient tenus de faire un apport de capital, ils paieraient des frais de transport reflétant davantage le coût marginal réel associé aux nouveaux services de transport. Ils seraient alors obligés de tenir compte de ces coûts quand ils envisageraient de conclure des contrats de ventes nouveaux, ce qui leur imposerait une certaine discipline économique. Si les expéditeurs décidaient de ne pas conclure les contrats qu'ils auraient passés sous le régime de la péréquation, l'apport en capital exigé aurait pour effet d'éliminer les projets d'agrandissement de pipeline non économiques.

Selon l'APC, l'option liée aux prix présente le principal avantage suivant: la décision finale de procéder à un achat ou à une vente de gaz appartient aux sociétés qui participent à la transaction. Elle l'emporte alors sur l'option administrative dans laquelle la décision finale incombe à l'Office parce que les parties à une vente sont les mieux placées pour bien évaluer les coûts et les avantages de cette vente. En outre, de l'avis de l'APC, le fait que ce soit le secteur privé qui prenne les décisions finales est davantage compatible avec les principes de la déréglementation de l'industrie du gaz naturel énoncés dans l'Entente relative aux marchés et aux prix du gaz de 1985.

Comme il est résumé à la section 2.1, Consumers' a proposé que des frais supplémentaires soient imposés aux expéditeurs qui livrent des quantités supplémentaires. À son avis, si des frais supplémentaires appropriés étaient perçus, les expéditeurs intégreraient correctement ces coûts dans leur analyse de rentabilité individuelle et il n'y aurait plus lieu de mener un test de faisabilité économique.

L'ACIG a soutenu que si sa proposition visant l'établissement d'une base de taux séparée pour les ventes aux marchés du Nord-Est des É.-U. était retenue, il ne serait plus nécessaire de soumettre à un test de faisabilité économique les installations dont on propose la construction pour desservir ce marché. De l'avis de l'ACIG, sa proposition permettrait de répartir comme il se doit les coûts entre les parties qui profiteraient de la construction des nouvelles installations. Les parties en question seraient obligées de tenir compte de ces coûts dans leur prise de décisions individuelles comme cela convient dans une économie de marché. Comme les promoteurs de l'agrandissement tiendraient compte de ces coûts, l'Office ne serait plus obligé d'évaluer la viabilité économique des installations proposées dans

l'audience GH-5-89. L'ACIG a convenu cependant, que les projets d'agrandissement futurs visant à servir le marché du Nord-Est des É.-U. et, de façon plus générale, tous les projets d'agrandissements visant à desservir les marchés existants, devraient être soumis à un test de faisabilité économique.

Comme le résume le chapitre 2 des présents Motifs, certaines parties ont soutenu que les droits fondés sur le coût différentiel ne seraient pas équitables et qu'ils ne donneraient pas une bonne indication des prix aux expéditeurs. Quelques-unes de ces parties, dont PanCanadian et TransCanada, ont cependant convenu que si des droits fondés sur le coût différentiel étaient instaurés, il n'y aurait plus lieu de faire un test de faisabilité économique. Toutefois, PanCanadian et TransCanada, ainsi que la plupart des parties qui s'opposent à l'établissement de droits fondés sur le coût différentiel, ont soutenu que les autres problèmes associés à ces droits militent contre l'adoption de ces derniers en guise de test de faisabilité économique.

En ce qui a trait à l'argument selon lequel il vaudrait mieux instaurer des droits différentiels qui tiendraient lieu de test de faisabilité économique axé sur les conditions du marché que d'obliger l'Office à statuer sur la faisabilité économique des projets d'agrandissement PanCanadian, ProGas et TransCanada ont soutenu que l'intervention de l'Office est justifiée. PanCanadian a soutenu qu'étant donné le caractère monopolistique du réseau de TransCanada, il est à la fois nécessaire et approprié que l'Office réglemente les droits et les agrandissements du gazoduc de TransCanada. PanCanadian et TransCanada ont soutenu que le maintien de la réglementation du secteur des transports concordait avec l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel, qui a été à l'origine de la déréglementation des ventes et des prix du gaz.

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

L'une des questions primordiales qui s'est posée au cours de cette phase de l'audience GH-5-89 était celle de savoir comment l'Office doit s'y prendre pour déterminer si les nouvelles installations pipelinières proposées sont économiquement viables.

L'Office note que lorsqu'il a été appelé à statuer sur cet aspect dans le passé, il s'est généralement fondé sur des éléments de preuve montrant que les installations envisagées seraient utiles, et exploitées, pendant toute leur durée économique. Ces preuves portaient sur l'existence d'un marché à long terme à servir, sur l'existence d'approvisionnements de gaz adéquats à long terme et sur l'engagement des parties contractantes à verser les frais de demande applicables au réseau de TransCanada. L'Office note aussi que la plupart des parties à l'audience ont convenu qu'il est normal que l'Office continue de se fonder sur ces considérations lorsqu'il doit statuer sur la faisabilité économique. Plusieurs de ces parties ont déposé des témoignages portant sur la nature des facteurs additionnels qui, à leur avis, se rapportent à cette analyse.

Certaines parties ont soutenu que l'Office devrait aussi adopter un test quantitatif pour se faciliter la tâche de déterminer si les nouveaux aménagements produisent des bénéfices économiques nets, dans l'ensemble. D'autres parties ont avancé que des droits de nature différentielle soient mis en oeuvre afin d'écarter les demandes visant des installations non rentables au plan économique.

Le lecteur trouvera plus bas les opinions de l'Office au sujet des facteurs sur lesquels il pourrait se fonder pour déterminer qu'une installation sera utile, et exploitée, pendant toute sa durée économique. Suivent ses opinions au sujet des avantages et des faiblesses d'un test quantitatif des bénéfices

économiques nets, et des avantages et faiblesses du recours à des droits fondés sur le coût différentiel comme test de faisabilité économique.

### ***3.2.1 Facteurs de l'analyse de faisabilité économique***

L'Office estime que la meilleure manière de déterminer la faisabilité économique d'une installation proposée est de déterminer dans quelle mesure on peut s'attendre à ce que ladite installation soit utile et exploitée pendant sa durée économique et dans quelle mesure il est probable que les frais reliés à la demande soient versés. L'évaluation des facteurs qui suivent devraient en donner une bonne indication:

- (1) preuve que l'approvisionnement en gaz à long terme suffira vraisemblablement à maintenir le gazoduc à sa pleine capacité pendant sa vie utile;
- (2) preuve portant sur les prévisions à long terme de la demande de gaz sur le marché régional visé;
- (3) preuve portant sur la concurrence à laquelle les approvisionnements en gaz livrés par le réseau de TransCanada pourraient avoir à faire face en provenance des sources suivantes:
  - (i) sources concurrentielles de gaz naturel;
  - (ii) sources concurrentielles d'énergie;
  - (iii) réseaux de gazoducs concurrentiels;
- (4) preuve portant sur les contrats gaziers individuels sur lesquels repose l'expansion, dont:
  - (i) preuve que les frais liés à la demande seront payés;
  - (ii) preuves montrant que les approvisionnements directement liés au projet suffisent à supporter la proposition d'expansion;
  - (iii) preuve que des dispositions de transport adéquates sont en place ou sont prévues, en aval et en amont du réseau de TransCanada;
  - (iv) preuve que toutes les approbations réglementaires, au Canada comme aux É.-U., auront été obtenues avant la construction des installations;
  - (v) preuve de l'intégrité financière des parties aux ventes individuelles de gaz naturel sur lesquelles repose l'expansion;
- (5) les risques associés aux nouvelles ventes de gaz, y compris les risques posés par la réglementation imposée par toute autre administration, compte tenu de la nature du marché et de toute expérience que l'on en possède;
- (6) la possibilité qu'une majoration tarifaire causée par l'expansion occasionne une baisse de la demande de SG pour le réseau.

De l'opinion de l'Office, c'est à TransCanada qu'il appartient de montrer que les installations seront suffisamment exploitées et de déposer toute preuve se rapportant aux facteurs pertinents à cette question.

L'Office juge qu'en prenant en compte les preuves déposées sur tous les facteurs ci-dessus, il pourra porter un jugement éclairé sur la probabilité que les installations faisant l'objet d'une demande soient rentablement utilisées pendant leur durée économique et que les frais liés à la demande soient versés. L'Office note que la liste ci-dessus est le résultat de suggestions faites par les intervenants, appuyés par une proportion importante des membres de l'industrie.

L'Office note aussi qu'en examinant les éléments de preuve présentés pour montrer que les installations visées seront suffisamment exploitées, il se trouvera à s'acquitter dans une large mesure de ses obligations en vertu de l'article 52 de sa loi constitutive, qui l'oblige à s'assurer qu'il est «convaincu de son caractère d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur».

Pour ce qui est des effets distributifs, l'Office estime que les expéditeurs existants n'ont pas de droits acquis à l'égard du réseau de TransCanada, de sorte qu'il n'ont pas droit à une protection contre des majorations tarifaires résultant d'expansions économiquement rentables de ce réseau. Comme le déclarait WGML, et c'est ce que reflète le facteur (6) ci-dessus, l'Office estime que l'effet de l'expansion sur les droits ne doit entrer en ligne de compte dans la détermination de la faisabilité économique que dans la mesure où cet effet occasionne une réduction de la demande de services garantis de transport intéressant le réseau.

L'Office note qu'il y a souvent d'autres facteurs associés à l'expansion d'un réseau pipelinier qui relèvent de l'intérêt public, par exemple l'aspect sécurité, les incidences environnementales et les considérations socio-économiques. L'Office juge plus approprié d'examiner ces considérations à la lumière de l'alinéa 52 (e) de la Loi.

### **3.2.2 Tests quantitatifs**

Dans sa décision GHW-4-89 sur l'utilisation de l'analyse coût-avantages dans le cadre de l'application de la méthode axée sur les conditions du marché, l'Office déclarait ce qui suit:

*Compte tenu particulièrement de l'incertitude en ce qui concerne l'existence et l'importance de toute différence entre les évaluations des secteurs public et privé des coûts de production du gaz et les importantes fluctuations des résultats selon les hypothèses posées, l'Office conclut qu'il n'est pas justifié d'utiliser les analyses des avantages et des coûts comme facteur déterminant dans la délivrance de licences à l'égard de l'exportation de gaz.*

*Toutefois, l'Office reconnaît bel et bien la possibilité de différences réelles entre les droits des pipelines et les coûts sociaux du transport, notamment dans les cas d'application de la méthode de péréquation. Si ces différences devaient être soulevées dans le contexte d'instances aux termes de la Partie III ou de la Partie IV, l'Office pourrait trancher en effectuant une évaluation économique des demandes d'installations de pipelines présentées aux termes de la Partie III de la Loi ou par un examen de la méthode de calcul des droits, aux termes de la Partie IV. (Motifs de décision, Examen de certains aspects de la méthode de calcul axée sur les conditions du marché, GHW-4-89, mars 1990, page 27).*

Peu après, l'Office a annoncé que les analyses coût-avantages présentées dans l'instruction de cette demande ayant été fondées sur le coût social de la production gazière, il serait contre-indiqué de s'appuyer sur elles pour déterminer la faisabilité économique d'une proposition d'expansion. L'Office a également invité les parties intéressées à déposer des propositions portant sur le moyen de déterminer

la faisabilité économique, y compris des moyens précis permettant de traiter de la différence entre les coûts privés et les coûts sociaux du transport par pipeline. En réponse, plusieurs parties ont proposé un test quantitatif selon lequel la valeur du gaz serait déterminée d'après la mesure de la valeur du gaz dans le secteur privé.

Toutefois, l'Office constate plusieurs difficultés liées aux tests proposés. La problématique se répartit en cinq catégories:

- (i) l'absence de consensus sur les variables fondamentales de l'analyse;
- (ii) l'étendue plausible des valeurs sur lesquelles reposent les tests pourrait donner une gamme de résultats également étendue par rapport à la différence entre les droits de péréquation et ceux fondés sur les coûts différentiels;
- (iii) l'utilité de tests non déterminants;
- (iv) le fait qu'il n'y ait pas de relation directe entre la capacité pipelinière existant en vertu d'un certificat et les volumes spécifiques ayant accès au gazoduc;
- (v) les tests suggérés s'appliqueraient uniquement aux volumes supplémentaires ou aux renouvellements, non pas à tous les volumes débités.

Les témoignages entendus pendant la présente audience montrent qu'il n'y a pas consensus au sujet de questions fondamentales, par exemple la façon adéquate de mesurer la valeur d'opportunité des réserves de gaz naturel et la mesure dans laquelle on peut se fier aux projections de prix comme outil de décision. L'Office juge qu'il lui serait très difficile de concevoir un test produisant des résultats acceptables.

De plus, dans le cadre de toute audience recourant à de tels tests, il pourrait y avoir de longs témoignages et arguments au sujet de la valeur des variables principales et des attributs de modèles ayant servi à appliquer ces tests.

Les résultats de ces tests pourraient varier considérablement en fonction des valeurs choisies et la manière dont elles sont appliquées. Si la plage de résultats plausibles excédait la différence entre les droits de péréquation et les droits de nature différentielle, il serait difficile de conclure qu'un test soit un outil suffisamment robuste et fiable à des fins de réglementation. L'Office estime que c'est justement le cas.

Ce sont peut-être ces considérations qui ont poussé les intervenants à recommander que de tels tests soient non déterminants. D'autre part, l'adoption d'un test non déterminant pourrait occasionner des incertitudes indues au sujet des exigences et critères de la démarche de réglementation.

À moins que les tests servent non seulement à déterminer la capacité pipelinière devant faire l'objet de certificats, mais aussi à servir de critère d'accès au pipeline pour les volumes liés à cette capacité, rien n'empêcherait que l'on réserve à des volumes jugés non rentables une capacité qui n'était pas prévue à cette fin. Toutefois, si l'Office réglementait l'accès au réseau d'une telle façon, cela équivaldrait à rejeter certains contrats de vente. Les preuves présentées dans l'affaire en cours au sujet de la possibilité de pertes d'efficacité associées aux droits de péréquation n'ont pas persuadé l'Office qu'il lui faut intervenir à ce point dans le fonctionnement du marché.

L'Office a décidé que pour ce qui est de l'expansion en instance, il serait contre-indiqué d'appliquer des droits plus élevés aux nouveaux volumes faisant l'objet de contrats qui obtiennent accès au réseau à ce moment-ci qu'aux volumes, faisant aussi l'objet de contrats, qui ont été débités par le gazoduc dans le passé. Ceci dit, l'Office estime qu'il n'est pas approprié de recourir à un test fondé sur les bénéfices économiques nets seulement dans le cas des nouveaux contrats de vente de gaz.

Il serait peut-être possible de recourir à la démarche d'un test, sans l'appliquer aux contrats individuels, en y soumettant tous les volumes dans leur ensemble. Cette solution, toutefois, ne redresse pas les autres faiblesses de la démarche du test et ne permettrait pas non plus de déterminer quelle devrait être l'envergure de l'expansion. S'il arrivait qu'un test négatif fasse rejeter entièrement une demande quelconque, TransCanada se trouverait obligée de déposer une nouvelle demande à l'Office, le test ne pouvant servir à déterminer l'envergure de l'expansion.

### **3.2.3 Les droits différentiels comme test de faisabilité économique**

L'Office estime que l'idée d'utiliser les droits calculés en fonction du coût différentiel comme test de faisabilité économique a une certaine valeur en principe.

L'Office reconnaît que si la péréquation se trouvait à sous-évaluer le coût marginal réel de l'expansion du réseau de TransCanada, les expéditeurs auraient tendance à demander trop de contrats de SG du point de vue de l'efficacité économique, de sorte que l'on assisterait peut-être à des expansions non rentables du réseau. Si les nouveaux expéditeurs devaient verser des droits de nature différentielle qui reflètent mieux le coût marginal réel de l'expansion, ils tiendraient compte du coût véritable de l'accès aux nouveaux marchés lorsqu'ils sont appelés à conclure des marchés à long terme portant sur la vente de gaz. Si l'expéditeur avait les moyens de verser des droits de nature différentielle étroitement liés au coût marginal, il saurait par là que ses ventes sont rentables dans la mesure où il récupérerait le coût différentiel véritable du transport.

L'Office convient aussi avec l'APC que la méthode du coût différentiel, comme test de faisabilité économique, offre certains avantages par rapport aux tests quantitatifs. Les tests quantitatifs de la faisabilité économique proposés à l'audience obligerait l'Office à porter des jugements au sujet de la rentabilité des contrats individuels de vente de gaz naturel, ce qui est proprement du domaine des contractants eux-mêmes. L'adoption de droits de nature différentielle comme test de faisabilité économique permettrait aux parties de conclure le genre de marché qui répond le mieux à leurs besoins individuels et éviterait à l'Office d'avoir à examiner des contrats de vente de gaz négociés entre compagnies privées.

D'autre part, l'Office note que la méthodologie de conception des droits a plusieurs objectifs, le besoin de donner la bonne indication à tous les expéditeurs en ce qui concerne le marché n'en étant qu'un. Bien que le recours à la méthode du coût différentiel puisse raisonnablement bien répondre à cet objectif, lorsqu'il s'agit d'expéditeurs nouveaux ou de renouvellements, pour les motifs dont il est fait état dans le chapitre 2, la méthodologie reposant sur le coût différentiel accuse plusieurs faiblesses qui empêchent de l'adopter comme test de faisabilité économique.

### **Décision**

**L'Office déterminera la faisabilité économique des installations pipelinières envisagées en examinant des éléments de preuve portant sur tous les facteurs pertinents qui se répercutent sur la possibilité que les installations soient exploitées à un niveau raisonnable pendant leur vie économique et que des frais reliés à la demande soient versés. Ces facteurs comprennent ceux qui figurent à la section 3.2.1.**

**Dans cette instance, l'Office n'appliquera aucun des tests quantitatifs proposés, soit à titre d'information, soit afin de déterminer la capacité nouvelle pouvant faire l'objet de certificats. De plus, l'Office n'adoptera pas la méthodologie des droits fondés sur le coût différentiel comme test de faisabilité économique.**

# Chapitre 4

## Tarif, risques et autres questions relatives à la Partie IV

---

### 4.1 Droits de renouvellement des contrats à court terme

Lors de l'audience RH-3-86, les barèmes de droits applicables au service de transport à court terme et aux ventes à court terme de TransCanada stipulaient qu'un expéditeur pourrait, sous réserve d'un avis de six mois de TransCanada, être obligé soit de prolonger son contrat de service pour une durée de quinze ans, soit de mettre fin à son service si TransCanada a besoin de la capacité correspondante pour assurer un nouveau SG à long terme. Dans sa décision RH-3-86, l'Office a statué que TransCanada devait obtenir l'approbation de l'Office avant de procéder à une supplantation («bumping») de ce genre. Par après, dans sa décision GH-2-87, l'Office a supprimé la clause de supplantation, et le barème de droits applicables au SG de TransCanada a été modifié pour permettre à un expéditeur signataire d'un contrat de SG de renouveler son contrat pour une période d'au moins un an et de modifier la demande contractuelle ou opérationnelle à un niveau ne dépassant pas la demande contractuelle figurant dans le contrat original ou la demande opérationnelle originale établie par l'Office pour ce contrat, à condition qu'il donne un avis écrit au moins six mois avant l'expiration du contrat de transport garanti.

TransCanada, AEC, PanCanadian, WGML, GMi, Selkirk, MASSPOWER et ANE se sont opposées au maintien des droits de renouvellement en ce qui concerne les contrats à court terme, dans leur forme actuelle. Ces entreprises estiment généralement que les expéditeurs à long terme courent le risque d'avoir à assumer le coût de la capacité inutilisée si les expéditeurs à court terme décident de ne pas renouveler leurs contrats.

TransCanada et AEC estiment qu'en période d'expansion importante des installations, les contrats existants devraient être renouvelés pour dix ans ou plus. En revanche, hors des périodes d'expansion, TransCanada estime que le renouvellement annuel doit être permis, alors que selon AEC, pour au plus deux ans à venir, on devrait permettre des renouvellements à court terme.

TransCanada, AEC, PanCanadian, WGML et GMi ont indiqué que l'obligation de renouveler leurs contrats pour un minimum de dix ans n'empêcherait pas les expéditeurs à court terme de faire des achats de gaz directs parce que ces expéditeurs pourraient encore obtenir un service de transport et de ventes à court terme auprès de SDL, lesquelles pourraient en retour obtenir un SG à long terme de TransCanada en vertu de contrats globaux ou contrats de service T de regroupement. TransCanada a indiqué qu'elle a passé des contrats de service T de regroupement avec la plupart des sociétés de distribution locale («SDL») de l'Est canadien pour les trois-quarts des achats directs intérieurs et qu'elle a entrepris des négociations avec Union qui offre présentement une forme de service T de regroupement à ses clients pour des types semblables de contrats dans sa zone de concession. Cependant, TransCanada a admis qu'il pourrait y avoir quelques expéditeurs en régime d'achats directs qui préfèrent continuer d'utiliser les contrats SG à court terme et qui seraient alors obligés de conclure des contrats de service à long terme ou seraient supplantés au moment du renouvellement.

Selon TransCanada et AEC, les utilisateurs à court terme sont plus susceptibles de délaisser le réseau pipelinier que les utilisateurs à long terme parce qu'ils pourraient probablement obtenir des approvisionnements en gaz auprès d'autres réseaux de transport, comme St. Clair Pipeline Limited («St. Clair») et le gazoduc proposé de Northern Border, ou opter pour d'autres combustibles. TransCanada, AEC, ProGas, PanCanadian et WGML étaient d'avis que les expéditeurs existants ainsi que les nouveaux expéditeurs sont à la source des besoins en nouvelles installations parce que si les expéditeurs existants ne renouvellent pas leurs contrats, la capacité ainsi libérée peut être offerte à de nouveaux expéditeurs et ainsi réduire les besoins d'expansion et le risque de projets de construction excessifs. Selon AEC, un expéditeur existant pourrait aussi être autorisé à réduire son niveau de service s'il n'a plus besoin de toute la capacité contractuelle et si une autre partie est disposée à prendre sa place.

TransCanada, AEC, PanCanadian, WGML et ProGas ont aussi affirmé que les contrats à long terme reflétaient un engagement plus ferme à l'égard du réseau et réduisaient ainsi les risques d'une sous-exploitation de la capacité. AEC a prétendu que si les nouveaux expéditeurs potentiels étaient disposés à payer des droits et à conclure des contrats de transport de longue durée, le coût des contrats à long terme pour les expéditeurs à court terme serait inférieur à la «valeur marchande». En conséquence, AEC estime que les contrats à long terme traduisent la valeur marchande de la capacité pipelinrière.

Selon l'ACIG, Union, Consumers', l'ACFPC, ICI, General Chemical, ICG Utilities (Manitoba) Ltd. («ICG (Manitoba)») et la CCPA, la clause relative aux droits de renouvellement devrait être maintenue sans possibilité de supplantation. En général, ces intervenants estiment que les contrats à court terme et les droits de renouvellement sont nécessaires pour assurer une certaine souplesse aux expéditeurs. D'aucuns ont prétendu que les consommateurs industriels de gaz avaient peu de possibilités de faire porter à d'autres les risques et les coûts des contrats à long terme. Par conséquent, faute de contrats à court terme et de droits de renouvellement, les consommateurs industriels seraient exclus du marché du service de transport. L'ACIG a également affirmé que cela serait contraire à l'esprit de l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel qui prévoyait une multiplicité d'acheteurs et de vendeurs pour assurer le respect des règles d'une économie axée sur le marché.

Quant à la question à savoir si les contrats à court terme représentent un risque accru pour le réseau pipelinier, l'ACIG, Union et Consumers' ont indiqué que rien ne prouve que les frais liés à la demande ne sont pas recouverts avec les contrats à court terme et les renouvellements connexes et que, pour la plupart, ces marchés connexes sont des marchés stables à long terme. En outre, le niveau de risque est diminué du fait qu'on peut céder un contrat, dérouter le gaz ou réaffecter la capacité aux expéditeurs figurant sur la liste d'attente de service. L'ACIG a aussi souligné que la simple existence de contrats à long terme ne constitue pas une preuve suffisante de l'engagement d'un expéditeur à utiliser le réseau de TransCanada, contrairement à la forte utilisation des services contractuels de courte ou de longue durée. Selon la preuve de l'ACIG, la plupart des expéditeurs à court terme opèrent selon un facteur de charge de 100 % tandis que quelques expéditeurs à long terme, notamment ceux qui acheminent le gaz vers le marché d'exportation, ont un facteur de charge beaucoup moins élevé.

Quant à la crainte que les expéditeurs à court terme délaisser le réseau en raison de l'économie des prix du gaz par rapport aux prix des combustibles de rechange, l'ACIG a indiqué que les consommateurs industriels ne modifient pas beaucoup leurs habitudes et qu'en général, ils sont des consommateurs stables de gaz naturel. Même si Union et Consumers' ont admis que les expéditeurs à court terme pourraient éventuellement délaisser le réseau de TransCanada et s'approvisionner aux points d'importation de St Clair et de Windsor, ces parties ne croyaient pas qu'une telle éventualité

soit probable. Union a affirmé que, présentement, il n'était pas avantageux sur le plan de la concurrence de conclure des ententes à long terme pour des installations américaines servant au transport du gaz au Canada et qu'il n'y avait pas de capacité disponible aux É.-U. ne faisant pas déjà l'objet de contrats de transport et permettant d'acheminer du gaz additionnel à l'intérieur de la franchise de Union. Selon Consumers', il est peu probable qu'une sous-exploitation de la capacité soit causée par les utilisateurs qui délaissent le réseau de TransCanada pour privilégier l'importation de gaz. Consumers' a aussi affirmé que le gaz américain passant par ces points d'importation était plus susceptible d'être acheminé en quantités de plus en plus importantes vers les marchés de l'Est canadien que de remplacer le gaz déjà transporté sur le réseau de TransCanada.

Union, Consumers' et GMi ont toutes indiqué que le service T de regroupement est offert en option aux expéditeurs à court terme, sous une forme ou une autre, si une durée contractuelle minimale de dix ans a été établie. L'ACIG a indiqué que même si certains de ses membres ont passé des contrats de service T de regroupement, d'autres ont préféré contrôler directement le transport de leur gaz. De l'avis de Consumers', certains utilisateurs finals souhaitent continuer d'être des expéditeurs pour des raisons administratives. Par exemple, un expéditeur à court terme peut avoir plus d'une usine dans une zone de concession ou des usines dans plus d'une zone de concession de SDL. En contrôlant l'acheminement, l'utilisateur final pourrait donc transférer son gaz d'une installation à l'autre.

L'ASPIC et Canadian Hunter étaient d'avis que si on retient une méthode de péréquation, on ne devrait pas modifier la politique relative aux droits de renouvellement. Cependant, ces sociétés estimaient que si l'Office opte pour une méthode fondée sur le coût différentiel, la clause relative aux droits de renouvellement devrait être révisée. En outre, l'ASPIC a affirmé que sous le régime de droits différentiels, les expéditeurs existants devraient être traités sur un pied d'égalité avec les nouveaux expéditeurs et qu'au moment du renouvellement des contrats, les expéditeurs existants devraient se conformer à la plus longue période de service demandée sur le réseau, soit dix à quinze ans.

ProGas, PanCanadian et la CCPA ont soutenu qu'il conviendrait d'examiner la possibilité d'autoriser des renouvellements à court terme en période d'expansion.

### *Opinions de l'Office*

Les éléments de preuve donnés afin de montrer qu'il demeure indiqué de maintenir les droits de renouvellement des expéditeurs recourant à des contrats à court terme pour servir des marchés à long terme portaient sur le risque que ces expéditeurs cessent de recourir au réseau de TransCanada. Si cela se produisait, le réseau pourrait devenir sous-exploité, surtout après une expansion de taille. Bien que le risque de sous-exploitation soit inhérent au régime des contrats à court terme, le nombre de contrats de transport de ce genre, la preuve qu'ils visent des marchés à long terme et la demande courante d'accès au réseau, en combinaison, font en sorte que ce risque est présentement minime et le demeurera pour l'avenir prévisible.

La possibilité que des expéditeurs à court terme, surtout des clients industriels, adoptent des combustibles de remplacement est minime. Ces consommateurs ont engagé des fonds à long terme dans leurs usines et leur matériel en vue d'utiliser le gaz comme combustible ou comme charge d'alimentation, de sorte que la décision prise par un usager industriel d'adopter un combustible de rechange ne reposerait pas seulement sur le prix du gaz naturel, mais aussi sur d'autres facteurs. Pour ce qui est

des autres sources de gaz américaines, la capacité pipelinière n'est pas actuellement en place et rien ne dit qu'elle le sera dans un avenir prévisible. Les faits donnent également à penser que les volumes expédiés à court terme sont comparativement faibles et, par conséquent, que le risque de forte sous-exploitation est aussi minime.

L'Office note aussi que le risque de sous-exploitation du réseau aurait tendance à être réduit par le recours à des services de rechange comme le service T de regroupement, les cessions et les détournements de la part des expéditeurs à court terme.

L'Office a autorisé les dispositions actuelles du tarif de TransCanada en matière de contrats à court terme et de droits de renouvellement afin que les producteurs, les sociétés de commercialisation et les consommateurs jouissent d'options de transport en ce qui concerne l'accès aux marchés et approvisionnements. Les dispositions tarifaires actuelles ont donné aux expéditeurs la souplesse de choisir la durée des contrats de transport et le mode de transport qui concordent le mieux avec la nature de leurs besoins à long terme. Il est permis de croire que ces dispositions tarifaires, ainsi que la radiation de la disposition de supplantation qu'elles contenaient, ont stimulé l'avènement d'un marché gazier libéralisé et davantage concurrentiel. Par conséquent, l'Office n'est pas convaincu qu'il soit justifié de modifier les dispositions actuelles du tarif de TransCanada en matière de contrats à court terme et de droits de renouvellement.

### **Décision**

**L'Office a décidé que la ligne de conduite actuelle en matière de droits de renouvellement des expéditeurs recourant aux contrats à court terme demeure appropriée.**

## **4.2 Tarification des volumes d'exportation par zones ou d'un point à l'autre**

Dans le cadre de la deuxième étape de l'audience RH-1-88, l'Office a examiné la question de la pertinence de concevoir des droits à l'égard des quantités livrées au marché d'exportation selon le principe «d'un point à l'autre» alors que les droits applicables aux quantités livrées au marché intérieur sont calculés selon le principe des zones. Dans sa décision relative à cette étape de l'audience RH-1-88, l'Office a conclu qu'on devrait continuer de faire la distinction entre les deux catégories de volumes de gaz quand il s'agit de déterminer si ces volumes sont acheminés dans des circonstances et des conditions comparables. En conséquence, l'Office a décidé que la tarification d'un point à l'autre applicable aux volumes d'exportation était encore pertinente.

À la demande de certaines parties, l'Office a décidé de réexaminer la question de la tarification par zones par rapport à la tarification d'un point à l'autre dans le cas des exportations.

Selon l'ASPIC, il est incohérent et discriminatoire que les clients de TransCanada paient des droits différents pour des services comparables. Selon l'ASPIC toujours, il n'existe aucune différence entre un client ou un marché américain ou un client ou un marché canadien pour ce qui est du service offert sur le réseau de TransCanada. Étant donné qu'il serait fort compliqué pour TransCanada et ses expéditeurs de fixer des droits selon la méthode d'un point à l'autre pour le service intérieur, l'ASPIC a déclaré qu'il vaudrait mieux que les expéditeurs de volumes d'exportation paient des droits déterminés selon le même principe des zones que les livraisons au marché intérieur.

Les arguments présentés par plusieurs parties portaient surtout sur l'interprétation du terme «traffic» (transports) à l'article 62 de la Loi et sur le bien-fondé de la décision RH-1-88 par laquelle l'Office élargissait la définition antérieure, que l'on trouve dans GH-2-87, pour établir une distinction entre les mouvements intérieurs et l'exportation.

L'ASPIC, PanCanadian, la CCPA et Natural ont présenté des arguments de nature juridique à l'appui de leur rejet de la définition élargie du transport qui se trouve dans la décision RH-1-88. À partir d'une définition plus étroite incluant seulement le produit et la fonction de transport elle-même, ces parties ont soutenu que l'Office ne peut fixer des droits d'un point à l'autre qui diffèrent de ceux qui s'appliquent aux volumes intérieurs, calculés en fonction de la zone. ANE, Selkirk, MASSPOWER et WGML ont également appuyé la plus stricte des deux définitions et l'abandon des droits d'exportation d'un point à l'autre.

Pour TransCanada, l'application de droits d'exportation fondés sur la zone serait conforme aux dispositions des articles 62, 63 et 67 de la Loi et concorderait mieux avec l'esprit de l'Accord de libre-échange que des droits calculés d'un point à l'autre.

ICG (Ontario), GMi, Union et l'ACFPC se sont dites en faveur du maintien de la méthodologie d'un point à l'autre actuelle. ICG (Ontario) a réitéré l'opinion qu'elle avait exprimée lors de la phase II de l'instance RH-1-88, soit que la Partie IV de la Loi donne suffisamment de latitude pour justifier et permettre la distinction actuelle entre les droits applicables aux ventes intérieures et ceux qui s'appliquent aux exportations. De l'avis d'ICG (Ontario), la majoration des droits intérieurs de 0,02\$/GJ qui résulterait du calcul des droits d'exportation en fonction des zones ne serait ni juste, ni équitable à cause du manque de preuves manifestes à l'appui de cette approche. De plus, ICG (Ontario) a soutenu que la distinction actuelle entre les deux types de droits ne contredit aucunement le libre-échange. GMi et Union ont adopté les présentations d'ICG (Ontario), Union ajoutant qu'elle se fiait aux arguments déposés par elle et par d'autres, lors de l'instance RH-1-88, en faveur de la distinction actuelle entre le transport intérieur et le transport d'exportation et des motifs invoqués par l'Office lorsqu'il a accepté ces arguments. L'ACFPC a fait valoir que cette question vient d'être examinée lors de la phase II de l'instance RH-1-88 et qu'il n'y a aucune raison de reconsidérer la décision de l'Office.

Esso n'a pas pris de position, mais a déclaré que l'adoption d'une méthodologie de péréquation et le maintien des droits d'un point à l'autre dans le cas des exportations concorderaient parfaitement avec la décision RH-1-88.

### *Opinions de l'Office*

Comme dans le cas de l'instance RH-1-88 (Phase II), l'examen de cet aspect a porté principalement sur les dispositions de la Loi qui fixent le mandat de l'Office en ce qui

concerne le transport, les droits et les tarifs. Plus particulièrement, il s'agit des articles 62, 63 et 67 de la Loi. L'article 62 porte que tous les droits doivent être justes et raisonnables et, dans des circonstances et conditions essentiellement similaires, être exigés de tous, au même taux, pour tous les transports de même nature sur le même parcours. Quant à l'article 67, il porte que les droits, services et aménagements ne soient pas de nature à causer de distinctions injustes à l'égard d'une personne ou localité.

De plus, l'article 63 prévoit que l'Office peut déterminer, comme question de fait, si l'on a respecté les dispositions de l'article 62 et s'il y a eu, dans un cas donné, distinction injuste au sens de l'article 67.

En réalité, le coût du service de TransCanada est réparti sur la base du volume et de la distance parmi tous les services du réseau, qu'il s'agisse d'exportation ou de livraisons intérieures. Les différences entre droits, pour ces services, viennent du fait que dans le cas du service intérieur, les coûts alloués sont fusionnés et qu'une moyenne de ces coûts est calculée pour certaines zones délimitées, alors que les coûts répartis de l'exportation ne sont pas inclus dans cette démarche.

Par conséquent, l'on peut dire que les droits perçus à l'égard des services intérieurs ou à l'exportation sont déterminés sur la même base, d'un point à l'autre. Les droits d'exportation reflètent la distance qui sépare le point d'arrivée dans le réseau de TransCanada du point ultime de livraison à la limite du réseau. Les droits intérieurs reflètent la distance qui sépare le point d'arrivée dans le réseau du centre de consommation de la zone de livraison.

La méthode consistant à fusionner tous les coûts de service intérieur d'une zone et à en faire la moyenne, pour déterminer le coût pour la zone, a été adoptée pour tenir compte de considérations et de circonstances spéciales portant sur le marché intérieur, notamment l'aspect faisabilité pratique et facilité d'administration, puisque TransCanada, au départ, vendait du gaz à un nombre restreint de distributeurs à divers points de livraison. L'Office juge que ces facteurs ne s'appliquent pas aux volumes exportés.

Les clients à l'exportation paient une portion appropriée des coûts de transport afin que leurs volumes soient livrés aux points d'exportation, le long de la frontière, de sorte qu'il ne peut être soutenu qu'ils versent des droits comprenant des frais additionnels ne faisant pas partie des droits intérieurs.

L'Office juge que pour ce qui est du réseau de TransCanada, les circonstances qui entourent la répartition des volumes intérieurs selon les zones ne valent pas pour les volumes destinés à l'exportation. De plus, l'Office juge que l'application aux volumes exportés de la méthodologie «d'un point à l'autre» qui a actuellement cours ne produit pas des droits qui soient injustes ou donnent lieu à des distinctions injustes.

## Décision

**L'Office a décidé de maintenir l'application de la méthodologie de détermination des droits d'un point à l'autre aux fins des volumes de gaz exportés.**

### **4.3 Traitement tarifaire des écarts entre les coûts de construction**

Au début, l'Office prévoyait que le traitement tarifaire approprié des écarts entre les coûts de construction prévus et les coûts réels serait examiné pendant la présente étape de l'audience. Cependant, l'Office a reporté l'examen de cette question à l'étape suivante de l'audience parce que certains témoins n'étaient pas disponibles.

### **4.4 Traitement tarifaire des coûts fixes associés à la sous- exploitation des installations**

TransCanada a indiqué que le traitement tarifaire approprié des coûts fixes associés à toute sous-exploitation des installations proposées est une question qui a toujours fait l'objet d'un examen au mérite dans le cadre d'une audience concernant les droits et que c'est la démarche la plus appropriée. TransCanada a affirmé que le principal facteur déterminant a été et devrait continuer d'être le caractère prudent des coûts de construction du pipeline, lequel ne peut être déterminé qu'après coup, à l'analyse des faits propres au cas.

TransCanada a souligné qu'à l'heure actuelle, grâce aux comptes de report, elle est protégée contre les pertes, au titre des recettes liées à la demande, résultant de la perte de charges garanties. Même si ces comptes de report ne permettent pas à TransCanada de recouvrer entièrement ses pertes au titre des recettes liées à la demande, ils pourraient offrir cette garantie si TransCanada peut démontrer qu'elle a fait preuve de prudence.

TransCanada a déclaré que trois aspects de l'approche adoptée devraient être examinés. Tout d'abord, bien que TransCanada ait généralement été à l'abri du risque de sous-exploitation, le rendement de ses capitaux et la proportion de capitaux propres qu'elle engage sont inférieurs à ce qu'ils seraient si la compagnie courait un risque de sous-exploitation. Deuxièmement, il y a les raisons pour lesquelles l'Office n'a pas obligé TransCanada à assumer ce risque par le passé. À ce sujet, TransCanada a analysé les changements qui ont eu lieu dans l'industrie, dans le passé, et qui ont eu pour résultat que les producteurs et le gouvernement ont assumé les risques et récolté les bénéfices. Troisièmement, il faut déterminer qui est le mieux placé pour assumer les risques du marché. TransCanada ne s'estime pas la mieux située pour gérer le risque parce qu'elle n'est pas en mesure d'exercer une action sur le marché.

TransCanada a mis en doute le bien-fondé d'un régime de partage du risque en invoquant les risques posés par le marché du Nord-Est des É.-U. comparativement à ceux posés par son marché actuel, l'existence de garanties financières à l'appui du versement des frais de demande, les aspects administratifs d'un tel régime et les répercussions qu'il aurait sur le coût d'investissement de TransCanada.

Pour TransCanada, il n'est pas nécessaire de répartir les risques parce qu'à son avis, le marché du Nord-Est des É.-U. ne pose pas plus de risques que le marché existant, intérieur et à l'exportation. De plus, TransCanada a déclaré qu'un tel régime serait onéreux et lourd à administrer.

En dépit de ces arguments, TransCanada a esquissé une méthodologie de répartition du risque que l'Office pourrait prendre en considération. Selon sa proposition, le taux de rendement autorisé du capital-actions de TransCanada varierait à l'intérieur d'une plage définie, en fonction du niveau d'exploitation du réseau, défini d'après le pourcentage de la capacité disponible, aux fins du SG, auquel la compagnie fait effectivement appel pour l'exécution de ses contrats de SG à long terme. Le niveau d'utilisation ne serait pas défini en fonction du volume de gaz réellement transporté sur son réseau.

Selon cette proposition, le taux de rendement maximum des actions ordinaires figurant dans la proposition de partage de risques de TransCanada serait de 14,5 % (à un taux d'utilisation de 100 %) tandis que le taux minimum serait de 10 % (à un taux d'utilisation de 75 % et moins). Le point milieu (qui correspond à un taux de rendement 13,5% (soit le taux présentement autorisé pour TransCanada de 13,25 % plus une prime de risques de 0,25 %) serait relié à un taux d'utilisation de 94 %. Cette interrelation taux de rendement-pourcentage d'utilisation est illustré explicitement ci-dessous:

<u>% de capacité assujetti à des contrats</u>	<u>Rendement des capitaux propres</u>
100,0	14,5%
97,5	14,125%
95,0	13,625%
94,0	13,5%
92,5	13,25%
90,0	12,75%
87,5	12,25%
85,0	11,875%
80,0	11,0%
75,0 et moins	10,0%

TransCanada a indiqué que le lien entre le taux d'utilisation de 94% et le taux de rendement actuel n'a pas été calculé à la faveur d'une analyse quantitative des données historiques mais il reflète l'opinion de la direction de TransCanada. Quand on a demandé à TransCanada de fournir des données historiques relatives au pourcentage d'utilisation de la capacité de son réseau, elle a indiqué ne pas être en mesure de produire des données historiques qui soient compatibles avec celles qui seraient établies dans le cadre de la proposition de partage de risques. TransCanada a expliqué que les taux d'utilisation historiques devraient être établis en fonction de la différence entre un scénario de référence et la situation réelle et qu'elle ne disposait pas de toute ces informations. En outre, TransCanada a allégué que les taux d'utilisation ont été tout particulièrement établis par tronçon de pipeline étant donné que la conception critique varie d'un tronçon à l'autre.

TransCanada a affirmé que la première année de mise en place de ce mécanisme, elle présumerait que le gazoduc serait utilisé à pleine capacité et que, par conséquent, c'est le taux de rendement et l'impôt sur le revenu connexe maximums qui serviraient au calcul des besoins en recettes et des droits de TransCanada. À la fin de cette première année, elle utiliserait le compte de report des recettes liées à

la demande pour compenser les pertes advenant que le taux d'utilisation du gazoduc soit inférieur aux prévisions.

TransCanada a proposé que le taux de rendement des actions ordinaires soit fixé aux audiences futures concernant les droits, selon la demande contractuelle des contrats de SG à long terme existants. Le compte de report des recettes provenant de la demande servirait soit au remboursement, par TransCanada, du rendement sur les actions ordinaires et de l'impôt sur le revenu, si TransCanada perdait des contrats cette année-là, soit au versement, à TransCanada, des sommes additionnelles au titre des dividendes sur les actions ordinaires et de l'impôt sur le revenu si des contrats venaient s'ajouter aux contrats existants pendant l'année.

Pour Union, la proposition de TransCanada posait deux problèmes. Premièrement, la proposition est trop généreuse pour TransCanada car elle permet à cette dernière de toucher un rendement plus élevé sur son capital-actions du simple fait que ses prévisions se réalisent, alors qu'elle s'expose à très peu de risque. Deuxièmement, la proposition de TransCanada ne touche pas la question du risque associé à l'expansion en instance car elle vise le taux de rendement des capitaux de la base de taux entière. À cause de cette particularité, selon Union, TransCanada subira très peu d'effets, même si ses prévisions s'écartent de 20 ou 30 pour cent de la réalité.

Union a donc recommandé sa proposition relative aux droits (voir la section 2.1) comme moyen de traiter de la question du risque de sous-exploitation de l'expansion en instance, car elle ferait porter une plus grande partie du risque à TransCanada et lui conférerait plus de souplesse pour concurrencer sur le marché du Nord-Est des É.-U. en recourant à des droits variables.

Pour ce qui est des marchés actuels de TransCanada, au Canada et dans le Midwest des É.-U., Union estime que TransCanada devrait continuer de verser dans un compte de report ses coûts fixes non recouverts, sous réserve d'un examen des faits pertinents, au cas par cas, lors de chaque instance portant sur les droits.

Union s'est toutefois opposée à la position de TransCanada selon laquelle les garanties portant sur les tarifs qu'elle a obtenues sont de nature à la mettre à l'abri des risques associés à la sous-exploitation. Pour Union, il appartient à TransCanada de décider pour qui elle construit des installations et, s'il lui faut des garanties financières pour un projet en particulier, le tarif ne doit pas l'empêcher de solliciter ces garanties. À défaut, TransCanada s'expose.

Consumers' a soutenu que si TransCanada est incapable de recouvrer ses coûts fixes auprès des nouveaux expéditeurs, elle ne devrait pas automatiquement pouvoir les recouvrer auprès des autres qui ont recours à ses services. Consumers' estime qu'avant de permettre à TransCanada de recouvrer ses coûts fixes auprès des autres expéditeurs, l'Office devrait obliger TransCanada à prouver qu'elle a agi avec prudence lorsqu'elle s'est fiée aux garanties financières offertes par les nouveaux expéditeurs ou en leur nom, ou lorsqu'elle a évalué la solvabilité de chaque nouvel expéditeur. Cette position a été adoptée par ICG (Ontario), qui a aussi recommandé que les propositions de partage du risque de TransCanada et de Union soient rejetées.

L'ASPIC, l'ACIG, Natural, PanCanadian et l'ACFPC ont également recommandé le rejet de la proposition de partage du risque de TransCanada. PanCanadian ne voyait aucune raison pour que les actionnaires de TransCanada soient exposés car la compagnie agit simplement comme transporteur. L'opposition des autres parties reposait principalement sur le fait que le calcul des rentrées de

TransCanada était trop généreux étant donné la faible probabilité de sous-exploitation des installations proposées. GMI a appuyé la proposition de Union parce qu'elle estime qu'il est indiqué de laisser les actionnaires de TransCanada porter une partie du risque de l'expansion. ICI a demandé que l'Office fasse en sorte que les parties qui ne bénéficient aucunement de l'expansion proposée et n'exercent aucune action sur ses résultats soient à l'abri des risques posés par la sous-exploitation de ces installations.

La CCPA a déclaré qu'elle continue d'appuyer le principe selon lequel TransCanada doit accepter de subir une partie du risque associé à l'aménagement de nouvelles installations. Elle estimait cependant que le dossier relatif à la demande de TransCanada est incomplet et elle a recommandé qu'il soit examiné plus en détail lors de la prochaine audience sur les droits de TransCanada.

### *Opinions de l'Office*

L'Office partage avec les parties l'avis selon lequel TransCanada devrait assumer une partie du risque de sous-exploitation de ses installations. Promoteur du projet, TransCanada est non seulement l'un des bénéficiaires de l'expansion de son réseau, mais elle est également bien située pour déterminer et exercer une influence sur le risque de la sous-exploitation de la capacité mise à la disposition des contractants. Ceci dit, TransCanada est aussi en mesure de réduire ce risque au minimum en agissant sur ses coûts, en obtenant des garanties financières, en évaluant les demandes de service, en optimisant la conception technique de son réseau et en déterminant la taille de l'expansion dont l'approbation sera sollicitée. D'après certaines parties, TransCanada n'assume presque aucun risque en raison de l'existence d'un compte de report où sont versés les frais demande non recouverts. L'Office tient à souligner que l'existence d'un compte de report ne signifie pas que l'Office permettra automatiquement à la compagnie de transmettre ses coûts fixes non recouverts à ses expéditeurs. S'il y a effectivement sous-exploitation, et donc frais de demande non recouverts, ces sommes s'accumuleront dans le compte de report et seront traitées lors d'une audience portant sur les droits. L'Office examinera de près à ce moment-là les circonstances ayant causé le manque à recouvrer et déterminera quelle partie, s'il en est, de ces sommes doivent être récupérées auprès des expéditeurs. D'autre part, comme cela s'est souvent produit dernièrement, s'il y a recouvrement en trop des frais de demande par suite de l'arrivée imprévue d'expéditeurs sur le réseau, l'Office tiendra aussi compte de ces circonstances afin de déterminer quelle partie, s'il en est, des revenus excédentaires devrait être transférée aux expéditeurs. Il est donc possible de dire que TransCanada est exposé à un certain risque.

Par suite de la décision de l'Office relativement à la méthodologie de conception des droits et à cause de ses vues sur la nature intégrée du réseau de TransCanada, il ne serait pas approprié de mettre en oeuvre un régime de partage des risques qui ne vaudrait que pour certains marchés ou aménagements, mais pas pour d'autres. Tout régime adopté par l'Office devrait s'appliquer à l'ensemble du réseau et reposer sur une estimation du risque imposé à TransCanada et à tous les usagers du réseau. C'est pourquoi l'Office estime que la proposition de Union ne répond pas à cette condition. Bien que le régime proposé par TransCanada englobe le système intégré dans son ensemble, l'Office estime que l'instance en cours ne constituait pas la tribune

appropriée pour l'examen de cette proposition. Les parties à l'audience ne s'attendaient pas à une proposition d'aussi grande portée parce que l'Office, dans son ordonnance d'audience, avait déclaré qu'il se pencherait sur le traitement, en matière de droits, à appliquer aux coûts fixes des installations proposées si ces dernières devenaient un jour sous-exploitées. L'Office se soucie par conséquent du fait que les implications du régime de partage des risques de TransCanada n'aient pas été approfondies lors de cette instance.

L'Office est disposé à examiner, lors d'une audience future portant sur les droits, toute proposition tendant au partage entre TransCanada et les usagers du réseau, sur une base prospective, du risque de surexploitation ou de sous-exploitation du gazoduc, en remplacement de la pratique actuelle, qui consiste à traiter au cas par cas les soldes du compte de report. L'examen d'un régime de partage des risques appliqué à l'ensemble du réseau pourrait inclure l'étude de régimes de remplacement prévoyant le partage du risque entre le promoteur d'un projet et les payeurs de droits du réseau, les coûts d'un tel régime, s'il en est, et la répartition correcte de tout frais consécutifs à l'adoption d'un tel régime.

### **Décision**

**L'Office n'est pas disposé, à ce moment-ci, à mettre fin au compte de report des revenus ni à adopter l'un des régimes de partage des risques proposés au cours de l'instance.**

## **4.5 Report de la déduction pour amortissement**

Dans sa demande, TransCanada a fourni ses prévisions quant aux droits qui seraient perçus, avec et sans les installations proposées. Si le projet d'agrandissement n'était pas réalisé (scénario de référence), les droits applicables au SG dans la zone de l'Est selon un facteur de charge de 100% seraient de 0,84\$/GJ pour l'année contractuelle 1990/1991 et de 0,86\$/GJ pour l'année contractuelle 1991/1992. Si le projet d'agrandissement était réalisé (scénario de la demande d'installations), les droits applicables au même service seraient de 0,78\$/GJ pour 1990/1991 et de 0,95\$/GJ pour 1991/1992.

TransCanada a expliqué que l'écart entre le droit du scénario de référence pour 1990/1991 (0,84\$/GJ) et le droit du scénario de la demande (0,78\$/GJ) s'explique principalement par la diminution des besoins en impôt sur le revenu découlant de la réclamation de la déduction pour amortissement («DPA») maximale pour cette année de construction des installations projetées.

TransCanada a proposé de niveler les droits du scénario de la demande pour les deux premières années en reportant une partie de la DPA en 1990/1991, ce qui aurait pour effet de maintenir le droit à 0,84\$/GJ en 1990/1991. La DPA ainsi reportée et les frais financiers seraient ensuite appliqués à l'année contractuelle suivante. Si cette mesure de report était prise, le droit du scénario de la demande

serait de 0,88\$/GJ en 1991/1992 au lieu du droit projeté de 0,95\$/GJ. Trans Canada a déclaré que si la construction des installations proposées était retardée d'un an, le report proposées le serait également.

Trans Canada a déclaré que cette proposition de nivellement des droits a été élaborée pour répondre aux exigences particulières de la demande GH-5-89 portant sur les installations, y compris l'envergure du programme d'immobilisation, les effets de la DPA sur l'ensemble des besoins de revenu et l'anomalie résultant de la chute subséquente des droits.

L'ASPIC, ICG (Ontario) et GMi ont appuyé la proposition de TransCanada, l'APC l'a rejetée. Consumers' a déclaré qu'elle s'opposait à la proposition si la péréquation était maintenue, mais qu'elle l'appuierait si une méthodologie fondée sur le coût différentiel était adoptée. Selon l'ACIG, tout nivellement des droits devrait se faire après la prochaine instance en la matière.

### *Opinions de l'Office*

L'une des caractéristiques de base de la méthodologie de conception des droits du réseau de TransCanada est que les coûts et avantages du réseau intégré sont répartis entre tous les expéditeurs, quel que soit l'expéditeur ou groupe d'expéditeur qui les a occasionnés. La proposition à l'effet de reporter la DPA d'une période à une autre afin d'appliquer certains coûts ou bénéfices à certains expéditeurs serait contraire à ce principe de base.

La proposition créerait aussi des inégalités dans le temps, car les expéditeurs actuels ne jouiraient pas de la baisse immédiate de droits qui résulterait de la réclamation, durant la première année, de la déduction maximale pour amortissement, à des fins fiscales ou réglementaires.

De plus, la proposition n'est pas conforme à la fiscalité fondée sur le revenu exigible qui fait depuis toujours partie du calcul des droits de TransCanada. L'Office estime qu'il n'est pas indiqué de manipuler les coûts afin de réduire les droits applicables à la première année de service.

### **Décision**

**L'Office rejette la proposition de TransCanada à l'effet de reporter la DPA à des fins de nivellement des droits.**

## **4.6 Ordonnance générale relative aux droits**

La plupart des parties qui ont abordé la question IV-5, «l'à-propos de rendre une ordonnance générale sur les droits, conformément aux articles 18 et 59 de la Loi, dans laquelle serait établie la méthode de réglementation des droits à utiliser à l'égard des futurs agrandissements du réseau de TransCanada», ont appuyé la prise d'une ordonnance générale. Elles estimaient qu'une telle ordonnance conférerait à la réglementation du réseau de TransCanada une qualité de certitude et de stabilité bien nécessaire.

Selon ces parties, l'existence d'une ordonnance générale empêcherait tout réexamen superflu ou inopportun des grandes questions de conception des droits. Elles ont aussi reconnu qu'une telle ordonnance ne peut avoir pour effet de restreindre les pouvoirs discrétionnaires de l'Office et que, par conséquent, l'Office serait obligé de se tenir disposé à réexaminer la question si la preuve d'un changement sensible de circonstances le justifiait. Dans de telles circonstances, selon l'ASPIC, le fardeau de la preuve reposerait sur la partie proposant le changement.

L'ACIG, d'autre part, a soutenu qu'il est prématuré et difficile pour l'Office de prendre une ordonnance générale à l'heure actuelle. Prématuré, parce que la méthode de conception doit être déterminée après la démarche de certification, compte tenu des coûts applicables au réseau entier, et difficile parce qu'il serait impossible de prédire et d'incorporer toutes les configurations possibles des installations à l'heure actuelle, dans le cadre de l'élaboration d'une méthode de conception des droits. L'ACIG a souligné que même si l'Office décidait d'appliquer la péréquation dans l'instance présente, il pourrait y avoir à l'avenir des apports de capacité devant faire l'objet d'une démarche de nature différentielle, autrement dit, des exceptions à la règle sont possibles. L'ACIG a également évoqué la décision rendue par le juge Reed, en août 1990, selon laquelle une méthodologie valable pour le présent et pour l'avenir, en ce qui concerne le recouvrement des coûts applicables au réseau entier, ne peut faire l'objet d'un règlement dans le cadre de l'instance GH-5-89. Par conséquent, l'ACIG était d'avis qu'une ordonnance générale, s'il en est, ne doit être prise qu'après la prochaine audience sur les droits de TransCanada.

### *Opinions de l'Office*

L'Office note que les parties se préoccupent sérieusement au sujet du climat d'incertitude qui persiste en raison du fait que la méthodologie de conception des droits a été examinée lors de l'instruction de plusieurs demandes relatives aux installations. L'Office a examiné cette question en détail lors de deux audiences (GH-2-87 et GH-5-89), de sorte qu'on peut s'attendre à ce que l'on fasse la démonstration claire d'un changement radical des circonstances pour qu'un nouvel examen soit justifié.

D'autre part, l'Office ne croit pas devoir tenter de rédiger une décision qui tienne compte par anticipation de toute situation future. Par conséquent, il a décidé de ne pas prendre d'ordonnance générale portant sur la méthodologie de conception des droits qui devront être perçus relativement aux services reposant sur des ajouts futurs au réseau de TransCanada.

### **Décision**

**L'Office a décidé de ne pas prendre d'ordonnance générale relative aux droits.**

# Chapitre 5

## Décision

---

Les chapitres qui précèdent constituent nos décisions et motifs de décision relativement aux questions de conception des droits et de faisabilité économique examinées pendant la première phase de l'audience GH-5-89.

J.-G. Fredette  
Membre président

A.B. Gilmour  
Membre

M.J. Musgrove  
Membre

R. Illing  
Membre

K.W. Vollman  
Membre

Ottawa, Canada  
Novembre 1990

# Annexe

## Listes des questions relatives à la Partie IV et à la faisabilité économique examinées pendant la première phase de l'audience GH-5-89 (extraits de la pièce A-108)

---

- III-13 La faisabilité économique du projet d'agrandissement, compte tenu notamment:
- de l'impact que la construction des installations visées par la demande aurait sur les droits au cours de la période de prévision, et les effets que des droits plus élevés pourraient avoir sur la demande de gaz naturel;
  - des coûts à long terme du programme d'agrandissement de TransCanada;
  - de la mesure dans laquelle les revenus additionnels provenant des nouveaux services de transport offerts permettraient de recouvrer les coûts de prestation de ces services;
  - de l'existence et de la pertinence des approvisionnements à long terme en gaz à l'appui des installations actuelles et visées par la demande;
  - des autres moyens ou méthodes permettant de déterminer la faisabilité économique de l'agrandissement proposé.
- IV-2 Le traitement tarifaire approprié des coûts fixes associés à toute installation proposée si celles devenait sous-utilisée plus tard.
- IV-3 Le traitement tarifaire des coûts en capital et des coûts d'exploitation associés aux installations proposées, notamment un examen
- (i) de la méthode de péréquation et la méthode fondée sur le coût différentiel;
  - (ii) de la pertinence de la tarification «d'un point à l'autre» des quantités livrées au marché d'exportation alors que les droits applicables aux quantités livrées au marché intérieur sont calculés selon le principe des «zones» (tarification par zones).
- IV-4 Relativement à la question IV-3 ci-dessus, la question de savoir si les droits d'utilisation des installations demandées seraient justes et raisonnables conformément aux termes des articles 62 et 63 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* («la Loi»), et n'occasionneraient pas de distinction injuste conformément aux termes de l'article 67 de la Loi, selon que ces droits seraient calculés
- (i) d'après la méthode de péréquation ou la méthode fondée sur le coût différentiel,

(ii) d'après le principe des «zones»" ou le principe «d'un point à l'autre».

IV-5 L'à-propos de rendre une ordonnance générale sur les droits, conformément aux articles 18 et 59 de la Loi, dans laquelle serait établie la méthode de réglementation des droits à utiliser à l'égard des futurs agrandissements du réseau de TransCanada.

IV-6 La pertinence d'appliquer la politique de renouvellement des droits aux expéditeurs qui desservent des marchés à long terme au moyen de contrats à court terme ainsi que, de façon connexe, la question de savoir s'il conviendrait de permettre la supplantation du service à court terme et, le cas échéant, à quelles conditions.