



Office national de l'énergie

Motifs de décision

AG-Energy, L.P.

Canadian Hydrocarbons Marketing Inc.

Canadian-Montana Pipe Line Company

**Esso Ressources Canada Limitée/
Esso Resources Canada/
Transco Energy Marketing Company/
CanStates Gas Marketing**

Husky Oil Operations Ltd.

Petro-Canada

TransCanada PipeLines Limited

GH-1-92

Juin 1992

**Volume I
Exportations de gaz naturel**

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

AG-Energy, L.P.

Canadian Hydrocarbons Marketing Inc.

Canadian-Montana Pipe Line Company

CanWest Gas Supply Inc.

**Enserch Development Corporation, mandataire
de Encogen Northwest, L.P.**

Husky Oil Operations Ltd.

Kamine Natural Dam Cogen Co., Inc.

**Makowski Selkirk, Inc., mandataire de Selkirk
Cogen Partners II, L.P. et ATCOR Ltd.**

**Makowski Selkirk, Inc., mandataire de Selkirk
Cogen Partners II, L.P. et Esso Resources
Canada**

**Makowski Selkirk, Inc., mandataire de Selkirk
Cogen Partners II, L.P. et PanCanadian
Petroleum Limited**

New York State Electric & Gas Corporation

Petro-Canada

TransCanada PipeLines Limited

Demandes de licences d'exportation de gaz naturel déposées conformément à la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*

Esso Ressources Canada Limitée/Esso Resources Canada/Transco Energy Marketing Company/CanStates Gas Marketing

Demande de transfert d'une licence d'exportation de gaz naturel conformément à la partie 1 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*

GH-1-92

Juin 1992

© Ministre des Approvisionnements et Services
Canada 1992

N° du cat. NE22-1/1992/7E
ISBN 0-662-19755-0

Ce rapport est publié dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
311, 6^e avenue s.-o.
Calgary (Alberta)
T2P 3H2
(403) 292-4800

Imprimé au Canada

Table des matières

Liste des tableaux	(iv)
Liste des figures	(iv)
Abréviations	(v)
Objet de l’audience et comparutions	(iv)
1. Demandes de licences d’exportation de gaz déposées conformément à la Partie VI de la Loi	1
1.1 Les demandes	1
1.2 Méthode axée sur les conditions du marché	2
1.2.1 Procédure de plaintes	4
1.2.2 Évaluation des incidence de exportation	4
1.2.3 Autres facteurs touchant l’intérêt public	4
1.2.3.1 Approvisionnements en gaz	5
1.2.3.2 Marché, ententes commerciales et état des autorisations	5
1.3 Clause de temporisation	6
1.4 Examen environnemental préalable	7
2. AG-Energy, L.P.	9
2.1 Résumé de la demande	9
2.2 Approvisionnements en gaz naturel	9
2.2.1 Contrats d’approvisionnement	9
2.2.2 Réserves	9
2.2.3 Capacité de production	10
2.3 Marché, ententes commerciales et état des autorisations	11
2.3.1 Marché	11
2.3.2 Transport	11
2.3.3 Contrat de vente de gaz	13
2.3.4 Entente d’achat d’électricité	14
2.3.5 Entente de vente d’énergie thermique	14
2.3.6 État des autorisations	15
2.4 Opinion de l’Office	15
2.5 Décision	16
3. Canadian Hydrocarbons Marketing	17
3.1 Résumé de la demande	17
3.2 Approvisionnements en gaz naturel	17
3.2.1 Contrats d’approvisionnement	17
3.2.2 Réserves	17
3.2.3 Capacité de production	18
3.3 Marché, ententes commerciales et état des autorisations	19
3.3.1 Marché	19
3.3.2 Transport	21

3.3.3	Contrat de vente de gaz	21
3.3.4	État des autorisations	22
3.4	Opinion de l'Office	22
3.5	Décision	23
4.	Canadian-Montana Pipe Line Company	24
4.1	Résumé de la demande	24
4.2	Approvisionnement en gaz naturel	24
4.2.1	Contrats d'approvisionnement	24
4.2.2	Réserves	24
4.2.3	Capacité de production	25
4.3	Marché, ententes commerciales et état des autorisations	26
4.3.1	Marché	26
4.3.2	Transport	28
4.3.3	Contrat de vente de gaz	28
4.3.4	État des autorisations	29
4.4	Opinion de l'Office	29
4.5	Décision	30
5.	Esso Ressources Canada Limitée/ Esso Resources Canada/ Transco Energy Marketing Company/ CanStates Gas Marketing	31
5.1	Résumé et historique de la demande	31
5.2	Approvisionnement en gaz naturel	32
5.2.1	Contrats d'approvisionnement	32
5.2.2	Réserves	32
5.2.3	Capacité de production	34
5.3	Marché, ententes commerciales et état des autorisations	34
5.4	Demande d'approbation aux termes du paragraphe 35(2) des règlements	34
5.5	Opinion de l'Office	36
5.6	Décision	36
6.	Husky Oil Operations Ltd.	37
6.1	Résumé de la demande	37
6.2	Approvisionnement en gaz naturel	37
6.2.1	Contrats d'approvisionnement	37
6.2.2	Réserves	37
6.2.3	Capacité de production	40
6.3	Marché, ententes commerciales et état des autorisations	41
6.3.1	Marché	41
6.3.2	Transport	41
6.3.3	Contrat de vente de gaz	42
6.3.4	Entente d'achat d'électricité	42
6.3.5	Entente de vente d'énergie thermique	43
6.3.6	État des autorisations	43
6.4	Opinion de l'Office	43
6.5	Décision	44
7.	Petro-Canada	45

7.1	Résumé de la demande	45
7.2	Approvisionnement en gaz naturel	45
7.2.1	Contrats d'approvisionnement	45
7.2.2	Réserves	46
7.2.3	Capacité de production	46
7.3	Marché, ententes commerciales et état des autorisations	47
7.3.1	Marché	47
7.3.2	Transport	47
7.3.3	Contrat de vente de gaz	47
7.3.4	État des autorisations	49
7.4	Opinion de l'Office	49
7.5	Décision	50
8.	TransCanada PipeLines Limited	51
8.1	Résumé et historique de la demande	51
8.2	Approvisionnements en gaz	51
8.3	Opinion de l'Office	52
8.4	Décision	52
9.	Décision	53

Tableaux

1-1	Sommaire des licences demandées	3
2-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de l'AG-Energy par rapport au volume global proposé	10
3-1	Comparaison des estimations des réserves établies de gaz naturel de la CHMI par rapport au volume global proposé	18
4-1	Comparaison des estimations des réserves établies de gaz naturel de la CMPL par rapport au volume global proposé	25
5-1	Comparaison des estimations des réserves établies de gaz naturel de la CSGM par rapport au volume global proposé	33
6-1	Comparaison des estimations des réserves établies de gaz naturel de la Husky par rapport au volume global proposé	38
7-1	Comparaison des estimations des réserves établies de gaz naturel de Petro-Canada par rapport au bolume global proposé	46

Figures

2-1	Capacité de production annuelle - Comparaison des estimations de l'AG-Energy et de l'ONÉ	12
3-1	Capacité de production annuelle - Comparaison des estimations de la CHMI et de l'ONÉ	20
4-1	Capacité de production annuelle - Comparaison des estimations de la CMPL et de l'ONÉ	27
5-1	Capacité de production annuelle - Comparaison des estimations de la CSGM et de l'ONÉ	35
6-1	Capacité de production annuelle - Comparaison des estimations de la Husky et de l'ONÉ	39
7-1	Capacité de production annuelle - Comparaison des estimations de Petro-Canada et de l'ONÉ	48

Abréviations

10 ⁶ BTU	million de BTU
10 ⁶ pi ³	million de pieds cubes
10 ⁹ pi ³	milliard de pieds cubes
AG-Energy	AG-Energy, L.P. ou l'associé commandité de l'AG-Energy, L.P., l'AG-Energy, Inc.
ANG	Alberta Natural Gas Company Ltd.
Arbitrage «de type baseball»	Méthode d'arbitrage selon laquelle chaque partie soumet la meilleure offre qu'elle puisse proposer, après quoi l'arbitre choisit l'une des offres proposées.
ATCOR	ATCOR Ltd.
BPA	Bonneville Power Administration
BPOI	BP Exploration & Oil Inc.
CanWest	CanWest Gas Supply Inc.
Cascade	Cascade Natural Gas Corporation
Centrale	centrale de cogénération
CHMI	Canadian Hydrocarbons Marketing Inc.
CMG	Canadian-Montana Gas Company Ltd.
CMPL	Canadian-Montana Pipe Line Company
Co-demandeurs	ERCL, ERC, TEMCO et CSGM
Consumers'	The Consumers' Gas Company Ltd.
Contrat de gaz naturel	contrat de vente ou d'achat de gaz naturel
Contrat de l'Île de Vancouver	contrat visant le marché captif de l'Île de Vancouver
CPMG	coût pondéré moyen du gaz
CSGM	CanStates Gas Marketing

Debolt	Formation mississippienne de Debolt
Décision visant l'Hydro-Québec	décision de la Cour d'appel fédérale intitulée <i>Procureur général du Québec c. Office national de l'énergie</i> (non publiée, 9 juillet 1991, A-1057-90)
Décret PEEE	Décret sur les lignes directrices visant le processus d'examen et d'évaluation en matière d'environnement
Distributeur	SDL (société de distribution locale)
DOE/FE	Department of Energy, Office of Fossil Energy (États-Unis)
É.-U.	États-Unis
ÉIE	évaluation des incidences de l'exportation
EMRP	Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières (Colombie-Britannique)
Encogen	Encogen Northwest, L.P.
ERC	Esso Resources Canada
ERCL	Esso Ressources Canada Limitée
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
GJ	gigajoule(s)
GLGT	Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership
ha	hectares
Home	Home Oil Company Limited
Husky	Husky Oil Operations Ltd.
IA	installation admissible (centrale de cogénération)
IGTS	Iroquois Gas Transmission System, L.P.
Kamine	Kamine Natural Dam Cogen Co., Inc.

Klua	les cinq gisements de Klua Pine Point étayant la demande de Petro-Canada
Libre accès	service aux termes duquel les clients d'un pipeline peuvent s'approvisionner directement auprès des producteurs, le pipeline se limitant à assurer le transport
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
MPC	The Montana Power Company
Niagara	Niagara Mohawk Power Corporation
Northwest	Northwest Pipeline Corporation
NOVA	NOVA Corporation of Alberta
Numac	Numac Oil and Gas Ltd.
NYPSC	New York Public Service Commission
NYSEG	New York State Electric and Gas Corporation
OCREA	Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta
Office	Office national de l'énergie
ONÉ	Office national de l'énergie
PanCanadian	PanCanadian Petroleum Limited
Puget	Puget Sound Power & Light Company
PURPA	Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 (États-Unis)
QQC	quantité quotidienne contractuelle
QQM	quantité quotidienne maximale
Règlement	Règlement de la partie VI de la <i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
SDL	société de distribution locale (distributeur)
Selkirk	Makowski Selkirk, Inc., mandataire de la Selkirk Cogen Partners II, L.P.

SG	service garanti
SLPC	St. Lawrence Psychiatric Center
St Lawrence Gas	St Lawrence Gas Company, Inc.
Sulpetro	Sulpetro Limited
TEMCO	Transco Energy Marketing Company
Tenaska	Tenaska Gas Co. (agissant comme collecteur de gaz naturel) ou Tenaska Washington Partners (partenariat formé pour construire, gérer et exploiter une centrale de cogénération)
Tommy Lakes	portion est du gisement Tommy Lakes Halfway A dans le nord- est de la Colombie-Britannique
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
Transco	TransContinental Gas Pipe Line Corporation
Usine Taylor	usine de traitement Taylor du réseau Westcoast
Westcoast	Westcoast Energy Inc.
WNG	Washington Natural Gas Company
WPL	Westcoast Petroleum Ltd.

Objet de l'audience et comparutions

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à ses règlements;

RELATIVEMENT AUX demandes de nouvelles licences d'exportation de gaz naturel déposées par les sociétés suivantes, conformément à la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* :

AG-Energy, L.P.; Canadian Hydrocarbons Marketing Inc.; Canadian- Montana Pipe Line Company; CanWest Gas Supply Inc.; Enserch Development Corporation, mandataire de l'Encogen Northwest, L.P.; Husky Oil Operations Ltd.; Kamine Natural Dam Cogen Co., Inc.; Makowski Selkirk, Inc., mandataire de la Selkirk Cogen Partners II, L.P. et ATCOR Ltd.; Makowski Selkirk, Inc., mandataire de la Selkirk Cogen Partners II, L.P. et de l'Esso Resources Canada; Makowski Selkirk, Inc., mandataire de la Selkirk Cogen Partners II, L.P. et de la PanCanadian Petroleum Limited; New York State Electric & Gas Corporation; Petro-Canada; et TransCanada PipeLines Limited

RELATIVEMENT À UNE demande de transfert de licence d'exportation de gaz naturel déposée par les sociétés suivantes conformément à la partie I de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* :

Esso Ressources Canada Limitée / Esso Resources Canada / Transco Energy Marketing Company / CanStates Gas Marketing

RELATIVEMENT À l'ordonnance d'audience GH-1-92, et à ses modifications;

ENTENDU à Calgary (Alberta), les 21, 22 et 23 avril 1992.

DEVANT:

A.B. Gilmour	Président de l'audience
R.B. Horner, c.r.	Membre
R.L. Andrew, c.r.	Membre

COMPARUTIONS:

A.S. Hollingworth C.I. MacLean	AG-Energy, L.P.
P.J. McIntyre R.B. Brander	Canadian Hydrocarbons Marketing Inc.
A.R. O'Brien	Canadian-Montana Pipe Line Company
L.E. Smith N.M. Gretener	CanWest Gas Supply Inc.; et New York State Electric & Gas Corporation
D.W. Rowbotham	Enserch Development Corporation, mandataire de l'Encogen Northwest, L.P.

T.M. Hughes	Esso Ressources Canada Limitée / Esso Resources Canada / Transco Energy Marketing Company / CanStates Gas Marketing
S. Carscallen	CanStates Gas Marketing
J. Ebert	Transco Energy Marketing Company
D.A. Holgate	Husky Oil Operations Ltd.; et Kamine Natural Dam Cogen Co., Inc.
S.R. Miller	Petro-Canada
L.G. Keough	Makowski Selkirk, Inc., mandataire de: Selkirk Cogen Partners II, L.P. et ATCOR Ltd.; Selkirk Cogen Partners II, L.P. et Esso Resources Canada; et Selkirk Cogen Partners II, L.P. et PanCanadian Petroleum Limited
E.P. Varga	TransCanada PipeLines Limited
H.T. Soudek	The Consumers' Gas Company Ltd.; et St.Lawrence Gas Company, Inc.
R.R. Argamany	Mobil Oil Canada
R.B. Hillary	Paramount Resources Ltd.
K.L. Meyer	Pan-Alberta Gas Ltd.
J. Couch	ProGas Limited
E.B. McDougall	Washington Natural Gas Company
G. Britton	Western Gas Marketing Limited
J. Syme P. Noonan	Office national de l'énergie

Chapitre 1

Demandes de licences d'exportation de gaz déposées conformément à la Partie VI de la Loi

1.1 Les demandes

Au cours de l'instance GH-1-92, l'Office national de l'énergie («l'Office») a étudié 13 demandes de licence d'exportation de gaz naturel et une demande de transfert de licence d'exportation de gaz naturel. Ces demandes ont été déposées par les sociétés suivantes :

1. AG-Energy, L.P. («AG-Energy»);
2. Canadian Hydrocarbons Marketing Inc. («CHMI»);
3. Canadian-Montana Pipe Line Company («CMPL»);
4. CanWest Gas Supply Inc. («CanWest»);
5. Enserch Development Corporation, mandataire de l'Encogen Northwest, L.P. («Encogen»);
6. Esso Ressources Canada Limitée («ERCL») / Esso Resources Canada («ERC») / Transco Energy Marketing Company («TEMCO») / CanStates Gas Marketing («CSGM»), (collectivement désignées les «codemandeurs») pour le transfert de la licence GL-136;
7. Husky Oil Operations Ltd. («Husky»);
8. Kamine Natural Dam Cogen Co., Inc. («Kamine»);
9. Makowski Selkirk, Inc., mandataire de la Selkirk Cogen Partners II, L.P. («Selkirk») et de l'ATCOR Ltd. («ATCOR»);¹
10. Selkirk et ERC;²
11. Selkirk et PanCanadian Petroleum Limited («PanCanadian»);

1

Au cours de l'audience, Selkirk a demandé que ses demandes soient modifiées de façon à ce que les licences qui lui seront délivrées le soient au nom de Selkirk Cogen Partners, L.P. plutôt qu'au nom de Makowski Selkirk, Inc., mandataire de Selkirk Cogen Partners II, L.P.

2

Dans une lettre datée du 9 juin 1992, la Selkirk et l'ERC ont demandé que leur demande soit modifiée de façon à ce que les licences qui leur seront délivrées le soient au nom de Imperial Oil Resources plutôt qu'au nom de Esso Ressources Canada.

12. New York State Electric & Gas Corporation («NYSEG»);
13. Petro-Canada; et
14. TransCanada PipeLines Limited («TransCanada»).

Le tableau 1-1 résume chacune des demandes de licence d'exportation étudiées au cours de l'instance GH-1-92.

Les codemandeurs, ERC/ERCL/TEMCO/CSGM, ont demandé que l'Office rende sa décision dès que possible étant donné que la sanction du gouverneur en conseil pour le transfert de la licence GL-136 doit être obtenue avant la date du 1^{er} septembre 1992. Par conséquent, l'Office a décidé de publier ses Motifs de décision GH-1-92 en deux volumes. Le présent volume (Volume I) porte sur les demandes déposées par l'AG-Energy, la CHMI, la CMPL, les codemandeurs, la Husky, Petro-Canada et la TransCanada.

Les sept autres demandes feront l'objet du Volume II des présents Motifs de décision, qui sera publié à une date ultérieure.

1.2 Méthode axée sur les conditions du marché

Lorsqu'il examine une demande de licence d'exportation, l'Office doit se conformer à l'article 118 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* («la Loi»), qui l'oblige à prendre en considération tous les facteurs qu'il estime pertinents et surtout à s'assurer que la quantité de gaz que le demandeur propose d'exporter ne dépasse pas l'excédent des réserves par rapport aux besoins normalement prévisibles des Canadiens, compte tenu du potentiel des découvertes.

Conformément aux dispositions de l'article 118 de la Loi, l'Office examine les demandes en tenant compte de la méthode axée sur le marché. Les propos ci-dessous concernant de la méthode axée sur les conditions du marché ont une portée générale et visent toutes les demandes de licence d'exportation étudiées dans le cadre de l'instance GH-1-92.

Selon la méthode axée sur les conditions du marché, l'Office doit considérer les facteurs suivants:

- les plaintes déposées, s'il y a lieu, conformément à la procédure de plainte;
- une évaluation des incidences de l'exportation (ÉIE); et
- tout autre facteur que l'Office juge pertinent pour juger si la demande est conforme à l'intérêt public.

Au cours de l'instance GHW-1-91, l'Office a informé les parties concernées des modifications qu'il a été proposé d'apporter à la méthode axée sur les conditions du marché. Ces modifications portent sur les modalités d'application de la procédure de plainte et sur d'autres considérations relatives à l'intérêt public. À ce propos, les parties ont été priées de déposer leurs commentaires au plus tard le 15 octobre 1991, et les réponses aux commentaires soumis devaient être données avant le 20 décembre 1991.

Tableau 1-1
Sommaire des licences demandées
GH-1-92

Demande	Archeteur (Type de marché)	Période	Point d'exportation	Quantités maximales proposées		
				10 ³ m ³ quotid. (10 ⁶ pi ³)	107 m ³ annuelle (10 ⁹ pi ³)	106 m ³ global (10 ⁹ m ³)
1. AG-Energy	AG-Energy (centr. e cogén.)	du 1 ^{er} sept. 1993 au 31 oct. 2008	Iroquois (Ontario)	467,0 (16,5)	170,6 (6,0)	2 587,0 (91,3)
2. CHMI	WNG (approv. réseau)	du 1 ^{er} nov. 1992 au 31 oct. 2002	Huntingdon (Colombie-Britannique)	273,9 (9,7)	100,0 (3,5)	1 000,3 (35,3)
3. CMPL	MPC (approv. réseau)	du 1 ^{er} nov. 1992 au 31 oct. 2006	Aden (Alberta)	1 416,4 (50,0)	283,3 (10,0)	3 996,2 (140,0)
4. CanWest	NorthWest (approv. réseau)	pour 12 ans après la 1 ^e livraison)	Huntingdon (Columbie-Britannique)	2 606,0 (92,0)	952,0 (34,0)	11 415,0 (403,0)
5. Encogen	Encogen (centr. de cogén.)	du 1 ^{er} avril 1993 au 31 mars 2008	Huntingdon (Columbie-Britannique)	271,8 (9,6)	99,1 (3,5)	1 441,3 (50,9)
6. ERC/ERCL/ TEMCO/CSGM	TEMCO (approv. réseau)	du 1 ^{er} nov. 1990 au 31 oct. 2002	Niagara Falls (Ontario)	2 125,0 (75,0)	775,6 (27,4)	9 307,5 (328,6)
7. Husky	Tenaska (cent. de cogén.)	pour 17,25 ans après 1 ^{er} livr.	Huntingdon (Columbie-Britannique)	366,2 (13,0)	133,7 (4,8)	2 306,6 (81,9)
8. Kamine	Kamine (centr. de cogén.)	du 1 ^{er} nov. 1993 au 31 oct. 2009	Iroquois (Ontario)	339,8 (12,0)	117,8 (4,2)	1 767,1 (62,4)
9. Selkirk et ATCOR	Selkirk (centr. de cogén.)	du 1 ^{er} juin 1994 au 31 oct. 2009	Iroquois (Ontario)	479,0 (17,0)	176,1 (6,2)	2 712,0 (95,8)
10. Shelkirk et ERC	Selkirk (centr. de cogén.)	du 1 ^{er} juin 1994 au 31 oct. 2009	Iroquois (Ontario)	538,2 (19,0)	196,6 (6,9)	3 031,0 (107,0)
11. Selkirk et Pan Canadian	Selkirk (centr. de cogén.)	du 1 ^{er} juin 1994 au 31 oct. 2009	Iroquois (Ontario)	538,2 (19,0)	196,6 (6,9)	3 031,0 (107,0)
12. NYSEG	NYSEG (approv. réseau)	pour 12 ans après la 1 ^{er} livraison	Napierville (Québec)	255,0 (9,0)	93,1 (3,3)	1 117,0 (39,6)
13. Petro-Canada	Tenaska (centr. de cogén.)	pour 17,25 ans après la 1 ^{er} livraison)	Huntingdon (Columbie-Britannique)	409,6 (14,1)	150,0 (5,1)	2 580,9 (91,1)
14. TransCanada	GLGT (gaz combustible)	du 1 ^{er} fév. 1992 au 31 oct. 2005	Emerson (Manitoba)	2 785,0 (98,4)	875,0 (30,9)	12 035,0 (424,9)

Étant donné que l'audience GHW-1-91 n'était pas terminée au moment où l'Office examinait les 14 demandes visées par l'instance GH-1-92, celles-ci ont été étudiées en fonction de la méthode en vigueur à la date de l'audience.

1.2.1 Procédure de plaintes

Toute demande de licence d'exportation déposée auprès de l'Office peut être examinée par les parties intéressées. Les consommateurs canadiens de gaz naturel ont la possibilité de s'opposer à la demande s'ils estiment qu'ils ne peuvent obtenir de nouveaux approvisionnements de gaz aux mêmes conditions, notamment aux mêmes conditions de prix, que celles proposées dans la demande.

Aucune plainte n'a été formulée relativement aux demandes de licence d'exportation étudiées dans le cadre de l'audience GH-1-92.

1.2.2 Évaluation des incidence de exportation

L'ÉIE a pour objet d'aider l'Office à déterminer si les exportations proposées pourraient être préjudiciables à la capacité des consommateurs canadiens de répondre à leurs futurs besoins énergétiques à des prix équitables. Lorsque la méthode axée sur les besoins du marché fut instaurée, on établit que chaque demande de licence d'exportation devait être assortie d'une ÉIE faisant état des incidences de la licence d'exportation demandée sur l'offre, la demande et les prix du gaz naturel au pays, et de la capacité du marché canadien de s'adapter à ces variables.

Après avoir réexaminé les exigences relatives à l'ÉIE à l'automne de 1989, l'Office décida d'exécuter sa propre évaluation générale, c'est-à-dire non reliée à un projet spécifique, tout en conservant l'ÉIE comme composante de sa méthode axée sur les conditions du marché. Ainsi, chaque demandeur peut maintenant soit effectuer sa propre évaluation, soit s'appuyer sur celle de l'Office, pour déterminer si les exportations proposées risquent de porter préjudice aux consommateurs canadiens.

Les sept demandeurs visés par le présent Volume ont adopté l'ÉIE de l'Office.

Dans le cas présent, l'Office considère que les volumes d'exportation proposés auraient peu d'incidences sur la production, la consommation et le prix du gaz au Canada, et ne seraient pas susceptibles de porter préjudice à la capacité des consommateurs canadiens de satisfaire à leurs futurs besoins énergétiques. L'Office estime également que les acheteurs canadiens de gaz naturel ne devraient pas avoir de difficultés sérieuses à s'adapter aux fluctuations du marché qui pourraient résulter de ces exportations.

1.2.3 Autres facteurs touchant l'intérêt public

Outre le fait qu'il doit vérifier, par la procédure de plainte et l'ÉIE, si les volumes de gaz proposés à l'exportation sont vraiment excédentaires, l'Office doit, conformément à l'article 118 de la Loi, considérer tous les facteurs qu'il juge pertinents pour s'assurer que le projet d'exportation est conforme à l'intérêt public.

En règle générale, ces facteurs sont de deux ordres: l'approvisionnement en gaz, d'une part, et le marché, les ententes commerciales (contrats) et les états des autorisations, d'autre part, et ont une valeur indicative plutôt qu'exhaustive. Pour déterminer si la licence d'exportation demandée est conforme à l'intérêt public, l'Office s'appuie dans une large mesure sur l'information que lui fournissent les demandeurs de licence conformément au Règlement de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* («Règlement de la partie VI»). En effet, il incombe au demandeur, par la documentation qu'il soumet à l'appui de sa demande, de démontrer à l'Office le bien-fondé de son projet et de lui prouver que celui-ci est suffisamment avancé pour justifier la délivrance d'une licence.

1.2.3.1 Approvisionnements en gaz

Pour mieux déterminer si les exportations de gaz proposées sont conformes à l'intérêt public, l'Office examine les dispositions prises par chaque demandeur en matière d'approvisionnement. Il tient compte des contrats d'approvisionnement, de l'adéquation des réserves et de la capacité de production par rapport aux volumes proposés, de même que des autorisations d'enlèvement des autorités provinciales.

Par ailleurs, chaque demandeur fournit une estimation des réserves établies restantes des gisements d'où il compte puiser le gaz nécessaire à son projet d'exportation. Pour sa part, l'Office effectue des analyses géologiques et techniques des disponibilités en gaz du demandeur, afin de préparer sa propre estimation de ses réserves commercialisables.

L'Office effectue son évaluation des réserves de gaz en se fondant sur l'information contenue dans sa banque de données, laquelle est régulièrement mise à jour. L'évaluation des réserves comprend un contrôle de nomenclature aux fins de corrélation, une analyse volumétrique des nouveaux réservoirs, un réexamen des réservoirs en développement et une analyse du rendement des réservoirs en exploitation. L'Office examine et évalue également les droits de propriété et les obligations contractuelles afférent à tous les réservoirs visés par la demande.

L'estimation des réserves faite par l'Office ainsi que les données sur la productibilité de base de chacun des réservoirs pour lesquels une estimation des réserves a été soumise servent à établir la capacité de production. Celle-ci est généralement rajustée en fonction des besoins prévus du demandeur. La capacité de production rajustée correspond à la capacité de production estimative à un moment donné, majorée, pour fins d'utilisation future, des excédents antérieurs de la capacité de production en regard de la production réelle. Les besoins pris en compte dans l'estimation de la capacité de production sont établis en fonction d'un taux d'utilisation de la capacité de 100 % et peuvent donc être légèrement supérieurs aux besoins d'approvisionnement réels. Si l'on prévoyait un taux d'utilisation moindre, la capacité de production pourrait être maintenue au-delà de la durée indiquée dans l'analyse de l'Office.

1.2.3.2 Marché, ententes commerciales et état des autorisations

Pour mieux déterminer si les exportations proposées sont conformes à l'intérêt public, l'Office examine le contexte dans lequel s'inscrit chaque projet soumis, notamment le marché, les ententes commerciales et l'état des autorisations. Les demandes traitées au cours de l'instance GH-1-92 portaient sur des propositions d'exportations visant deux types de marchés : l'approvisionnement de réseaux et l'approvisionnement de centrales de cogénération. Voici donc les points sur lesquels s'est penché l'Office, pour chacun de ces marchés:

- dans le cas de l'approvisionnement des réseaux, l'Office a considéré les besoins actuels et prévus des acheteurs visés ainsi que l'ensemble de leurs sources d'approvisionnement, afin de déterminer leurs besoins d'approvisionnement en gaz naturel canadien et l'importance de celui-ci par rapport à l'ensemble de leurs sources d'approvisionnement;
- dans le cas des centrales de cogénération, c'est-à-dire des centrales qui produisent de l'électricité et de l'énergie thermique à des fins commerciales ou industrielles, l'Office a examiné toute la chaîne contractuelle, depuis le contrat de vente de gaz naturel jusqu'aux contrats de vente d'électricité et d'énergie thermique. En l'occurrence, il a étudié l'état du plan de financement du projet, du calendrier d'exécution des travaux et de l'attestation d'admissibilité de la centrale de cogénération par la Public Utility Regulatory Policies Act («PURPA») de États-Unis («É.-U.»).

La demande de la TransCanada portait sur l'exportation de gaz destiné aux installations de compression et autres besoins fonctionnels du réseau de la Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership («GLGT») pour le transport du gaz naturel destiné au marché canadien.

Pour chacun des types de marché visés, l'Office a notamment pris en considération les taux d'utilisation prévus dans les propositions d'exportation et l'état des autorisations à obtenir des autorités canadiennes et américaines.

En ce qui concerne les ententes commerciales, l'Office a examiné l'information que chaque demandeur lui a fournie conformément aux règlements de la partie VI et en réponse aux demandes de renseignements adressées par l'Office dans le cadre de l'audience. Cette information portait notamment sur ce qui suit :

- les dispositions prises pour le transport en amont et en aval, y compris tous les contrats de transport, sous leur forme définitive ou préliminaire;
- les obligations contractuelles liant les vendeurs canadiens et les acheteurs américains, y compris les contrats de vente de gaz déjà conclus;
- les contrats de revente en aval du point d'exportation lorsque de tels contrats avaient une incidence directe sur l'accord de vente international, y compris le dépôt auprès de l'Office de ces contrats de revente en aval;
- pour les centrales de cogénération, les obligations contractuelles liant les propriétaires de la centrale de cogénération et les acheteurs d'électricité et de vapeur.

Au moment d'examiner les contrats de vente de gaz passés entre les vendeurs canadiens et les acheteurs américains, l'Office a cherché à déterminer si les contrats :

- permettront de recouvrer les frais de transport engagés au Canada (transport intra et interprovincial);
- prévoient d'éventuels rajustements pour tenir compte de l'évolution du marché pendant la durée du contrat;
- assureront l'enlèvement probable des volumes souscrits;
- ont le soutien des producteurs canadiens qui fourniront les volumes de gaz prévus.

Pour ce qui est du deuxième des facteurs susmentionnés, (rajustements en fonction de l'évolution du marché), l'Office reconnaît que certains contrats peuvent être très attrayants malgré leur manque d'adaptabilité relative. En s'assurant de l'adaptabilité relative des contrats, l'Office part du principe selon lequel tout contrat négocié librement entre entreprises indépendantes est conforme à l'intérêt public et à l'intérêt privé.

1.3 Clause de temporisation

Lorsque l'Office délivre une licence d'exportation de gaz, il a généralement comme pratique de fixer un temps de validité initial relativement bref; si les exportations de gaz commencent dans le délai prescrit, la licence prend effet pour toute la période approuvée par l'Office. Cette modalité est appelée clause de temporisation, puisque la licence prendrait fin si les exportations ne commençaient pas dans le délai prescrit. La clause de temporisation a pour objet de limiter le nombre de licences valides à celles qui donnent lieu à des enlèvements de gaz dans un délai raisonnable. L'Office a demandé à tous les demandeurs concernés s'ils acceptaient qu'une clause de temporisation soit incorporée à leurs licences et tous lui ont signifié leur accord.

1.4 Examen environnemental préalable

Le 8 février 1990, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, l'Honorable Jake Epp, a écrit à l'Office pour lui demander de quelle manière il appliquait ou comptait appliquer les dispositions du *Décret sur les lignes directrices concernant le processus d'examen et d'évaluation en matière d'environnement* («Décret PEEE») lorsqu'il prenait la décision de délivrer des licences d'exportation de gaz naturel. Le président de l'Office lui a répondu que, conformément au Décret PEEE, l'organisme allait instaurer un processus d'examen préalable qui lui permettrait d'évaluer les incidences environnementales de chaque projet d'exportation qui lui serait soumis.

Cet examen environnemental préalable permettra à l'Office de trancher un des points visés à l'article 12 du Décret PEEE. À cette fin, l'Office a tenu une audience par voie de mémoires, conformément à l'ordonnance d'audience GH-1-92 et à ses modifications, au cours de laquelle il a étudié les mémoires de chaque demandeur et de toutes les parties intéressées à l'audience GH-1-92.

Le 9 juillet 1991, la Cour d'appel fédérale a rendu sa décision dans la cause intitulée *Procureur général du Québec c. Office national de l'énergie* (non publié, 9 juillet 1991, A-1057-90) (la «décision Hydro-Québec»). La Cour a statué que la juridiction de l'Office en matière d'exportation (dans le présent cas, l'exportation d'électricité) ne s'étendait pas aux installations qui servent à la production du bien à exporter. De ce fait, comme l'a déclaré le juge Marceau, au nom de la Cour (page 6) :¹

«Les facteurs qui peuvent être pertinents dans une demande d'autorisation d'exporter de l'électricité et les conditions auxquelles l'Office peut assujettir son autorisation ne peuvent évidemment se rapporter à autre chose que l'exportation d'électricité.»

L'Office considère que la décision Hydro-Québec s'applique aussi bien à la réglementation des exportations de gaz naturel qu'à celle des exportations d'électricité.

Chaque demandeur a déposé auprès de l'Office des mémoires sur les incidences environnementales possibles de leur projet d'exportation et leurs répercussions sociales directes. Toutes les parties intéressées ont reçu un exemplaire de ces mémoires.

M. R.E. Wolf a présenté un témoignage d'intérêt public au sujet de chacune des demandes. M. Wolf s'est dit inquiet de l'effet destructeur qu'avait sur la biodiversité les activités de prospection sismographique, la construction de routes d'accès, l'aménagement de puits et d'emprises de gazoducs, activités menées sans considération de leurs incidences sur l'environnement. M. Wolf a fait valoir que les ressources et l'habitat fauniques devaient être protégés; il s'est aussi dit inquiet de ce que les prix trop bas du gaz naturel ne seraient pas de nature à inciter les producteurs à remettre les sites de forage dans leur état d'origine et à protéger les eaux souterraines contre la contamination par les puisards de forage.

Dans une lettre de commentaire déposée au cours de l'audience, M. Brian Horejsi, représentant de la «Speak Up for Wildlife Foundation», s'est objecté à la délivrance de licences d'exportation de gaz tant que les effets en amont sur la biodiversité, la viabilité et le maintien des écosystèmes, et la conservation de la faune n'auront pas fait l'objet d'une étude environnementale approfondie menée dans le cadre d'une consultation publique. Il a écrit que ce processus devait se fonder sur un énoncé des incidences environnementales qui serait préparé par une source indépendante et qui tiendrait compte des facteurs suivants :

1

Décision Hydro Québec à la page 222. Le 11 juin 1992, le Grand Conseil des Cris du Québec a obtenu de la Cour suprême du Canada le droit de porter en appel la décision Hydro-Québec.

- a) les diverses régions d'où est extrait le gaz destiné à l'exportation;
- b) les effets cumulatifs des projets d'exploitation énergétique et des autres projets d'exploitation;
- c) une approche écosystémique de la méthode d'évaluation.

De plus, il juge que l'énoncé des incidences environnementales devrait être assujéti à une révision exhaustive et publique exécutée dans le cadre d'une procédure écrite ou réglementée clairement définie.

Selon la NYSEG et la CanWest, les questions relatives aux problèmes environnementaux en amont, qui semblaient constituer l'essentiel des objections de MM. Wolf et Horejsi, ne ressortissaient pas à l'Office et seraient plus adéquatement traitées par les organismes de réglementation des provinces concernées. La NYSEG et la CanWest ont aussi indiqué que les incidences environnementales des installations requises par le transport du gaz sont normalement examinées par l'Office dans le cadre des audiences convoquées aux termes de la Partie III de la Loi, et non aux termes de la Partie VI.

Par suite d'un examen environnemental préalable effectué conformément au Décret PEEE, l'Office a conclu que les demandes de la CMPL et de la TransCanada tombent sous le coup de la note 3 de la Liste d'exclusion automatique du Décret PEEE de l'Office et qu'elles ne nécessitent donc aucun autre examen. Quant aux autres demandes, l'Office a conclu, à l'issue des examens environnementaux préalables qu'il a effectués à leur sujet, que les effets néfastes possibles des projets proposés et leurs incidences sociales directes étaient minimales ou atténuables par des mesures techniques connues.

L'Office a pris en considération les préoccupations de MM. Wolf et Horejsi au sujet des incidences des projets d'exploitation du gaz naturel sur l'environnement et sur la faune. Toutefois, l'attribution de permis de mise en valeur et de forage de gisements de gaz naturel n'est pas du ressort de l'Office, mais bien des organismes provinciaux de réglementation qui sont habilités à le faire en vertu des pouvoirs qui leur sont conférés. L'Office est également d'avis que les incidences environnementales des installations requises pour le transport du gaz sont adéquatement étudiées par l'Office dans le cadre des audiences tenues aux termes de la Partie III de la Loi.

Chapitre 2

AG-Energy, L.P.

2.1 Résumé de la demande

Le 15 janvier 1992, l'AG-Energy a déposé, conformément à la partie VI de la Loi, une demande en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel dans laquelle étaient proposées les conditions suivantes:

Période	- 15 ans et deux mois, à compter du 1 ^{er} septembre 1993 et jusqu'au 31 octobre 2009
Point d'exportation	- près d'Iroquois (Ontario)
Quantité quotidienne maximale	- 467 10 ³ m ³ (16,5 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	- 171 10 ⁶ m ³ (6,0 10 ⁹ pi ³)
Quantité totale maximale	- 2 587 10 ⁶ m ³ (89,9 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	- 10% par jour et 2% par année

Le gaz proposé à l'exportation proviendrait de gisements albertains appartenant à la société Home Oil Company Limited («Home») et serait transporté par le réseau de la NOVA Corporation of Alberta («NOVA») pour livraison au point d'admission du gazoduc de la TransCanada situé près d'Empress (Alberta). Il serait ensuite acheminé par le gazoduc TransCanada jusqu'à la frontière canado-américaine, près d'Iroquois (Ontario), puis sur les réseaux de l'Iroquois Gas Transmission Systems, L.P. («IGTS») et de la St Lawrence Gas Company, Inc. («St. Lawrence Gas») jusqu'à son point de livraison ultime, une centrale de cogénération proposée par l'AG-Energy et située au St. Lawrence Psychiatric Center («SLPC»), dans la ville d'Ogdensburg (New York). L'électricité et la vapeur produites par la centrale seraient vendues aux sociétés Niagara Mohawk Power Corporation («Niagara») et SLPC, respectivement.

2.2 Approvisionnements en gaz naturel

2.2.1 Contrats d'approvisionnement

L'AG-Energy a conclu avec la Home un contrat de 15 ans pour une partie des réserves non affectées de la Home. Les détails du contrat sont expliqués à la section 2.3.3 des présents Motifs de décision.

2.2.2 Réserves

L'AG-Energy a déposé les estimations des réserves des réservoirs non affectés de la Home préparées par l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta («OCREA»). Ces réserves représentent environ 30 % de l'ensemble des approvisionnements de la Home à la fin de 1990.

Le Tableau 2-1 indique que les chiffres estimatifs de l'Office, en ce qui concerne les réserves établies d'AG-Energy, sont légèrement supérieurs à ceux de l'AG-Energy et que les réserves résultant des deux estimations dépassent de

beaucoup les volumes visés par la demande. Durant la période de validité proposée, ces approvisionnements devront assurer d'autres engagements déjà souscrits, notamment le reste d'un contrat conclu avec la Consumers' Gas Company Ltd. («Consumers'») pour $1\,550\,10^6\text{ m}^3$

($55\,10^9\text{ pi}^3$) et des ventes à court terme de $4\,650\,10^6\text{ m}^3$ ($164,2\,10^9\text{ pi}^3$) prévues par la Home, soit un total de $6\,200\,10^6\text{ m}^3$ ($219,2\,10^9\text{ pi}^3$), ce qui ne laisse qu'une marge de quelque $1\,034\,10^6\text{ m}^3$ ($36,5\,10^9\text{ pi}^3$), c'est-à-dire environ 12 % des réserves estimées par l'Office, après la fourniture des volumes proposés à l'exportation.

Tableau 2-1
Comparaison des estimations des réserves établies de gaz naturel d'AG-Energy
par rapport au bolume global demandé
 10^6 m^3 (10^9 pi^3)

AG-Energy ¹	ONÉ ²	Volume demandé ³
9 690	9 825	2 535
(342)	(347)	(89,9)

1. Estimations des réserves en date de décembre 1990; contrôle des champs gaziers en date d'aveil 1992.
2. En date de décembre 1990.
3. L'ensemble des besoins est de $8\,735\,10^6\text{ m}^3$ ($308,4\,10^9\text{ pi}^3$) si on inclus un contrat avec la Consumers' pour $1\,550\,10^6\text{ m}^3$ ($55\,10^9\text{ pi}^3$) et les ventes à court terme prévues par la Home de $4\,650\,10^6\text{ m}^3$ ($16,2\,10^9\text{ pi}^3$).

Environ 45 % de l'approvisionnement en gaz se trouve dans des réservoirs du dévonien et du crétacé inférieur situés à Blackstone et à Leismer respectivement. 80 % des réserves souscrites par l'AG-Energy se trouvent dans des horizons du dévonien et du crétacé inférieur. Environ 40 % de ces réservoirs sont actuellement en exploitation.

Les chiffres estimatifs de l'Office en ce qui concerne les réserves de l'AG-Energy sont légèrement plus élevés que ceux de l'AG-Energy. Cette différence tient surtout à l'effet cumulatif de plusieurs écarts dans les réserves estimatives des petits réservoirs et à ce que l'estimation de l'Office pour le réservoir A de Blackstone Beaverhill Lake a donné un chiffre de 31 % supérieur à celui de l'AG-Energy. L'estimation de l'Office pour ce réservoir est fondée sur une analyse du bilan des récentes données de pression du réservoir.

En résumé, selon l'estimation de l'Office, les approvisionnements en gaz du demandeur dépassent de 12 % l'ensemble des besoins à assurer.

2.2.3 Capacité de production

La Figure 2-1 compare les chiffres prévisionnels de la capacité de production obtenus par l'Office et l'AG-Energy, et l'ensemble des besoins devant être assurés par l'ensemble des approvisionnements de la Home. Ces besoins comprennent les quantités visées par la demande, les quantités souscrites par la Consumers' et les prévisions de ventes à court terme de la Home.

Selon les prévisions de l'Office, l'ensemble des approvisionnements de la Home ne pourra satisfaire à l'ensemble des besoins au delà de l'an 2003. Si la Home réduisait ou éliminait ses ventes à court terme après 2003, ses

approvisionnement suffiraient pour que l'AG-Energy puisse répondre à ses engagements d'exportation pour la période de 15 ans proposée dans la demande.

2.3 Marché, ententes commerciales et état des autorisations

2.3.1 Marché

Les exportations de gaz proposées serviraient à alimenter une centrale de cogénération de 79 MW. La Home serait l'unique fournisseur de gaz naturel. L'AG-Energy, propriétaire de la centrale est une société en commandite enregistrée dans l'État du Delaware et dont le siège social est situé à New York.

L'acheteur de vapeur (et l'hôte de la centrale), le SLPC, est un centre de soins psychiatriques du nord de l'État de New York. La centrale de cogénération répondrait à tous les besoins des installations de chauffage et des installations nécessitant une source de chaleur du SLPC, et lui permettrait de ne plus utiliser ses chaudières existantes. L'appoint de vapeur serait assuré par une chaudière préfabriquée.

L'acheteur d'électricité, la Niagara, est la deuxième société de service public en importance de l'État de New York. Il fournit de l'électricité à plus de 1,4 million de clients domestiques, commerciaux et industriels et sa demande de pointe dépasse 6 200 MW. Ses quatre principaux marchés sont les villes de Buffalo, de Syracuse, d'Albany et de Watertown. La région de Watertown est un marché en pleine croissance.

Au cours des dernières années, la Niagara a fait face à des difficultés d'approvisionnement avec la Power Authority de l'État de New York. Une croissance de sa demande l'a obligée à chercher de nouvelles sources d'énergie électrique.

Au moment de l'audience, l'AG-Energy prévoyait que le financement du projet aurait été obtenu à la fin de juin ou au début de juillet 1992. On prévoit que la construction débutera une fois le financement obtenu et que la centrale sera mise en service en novembre 1993.

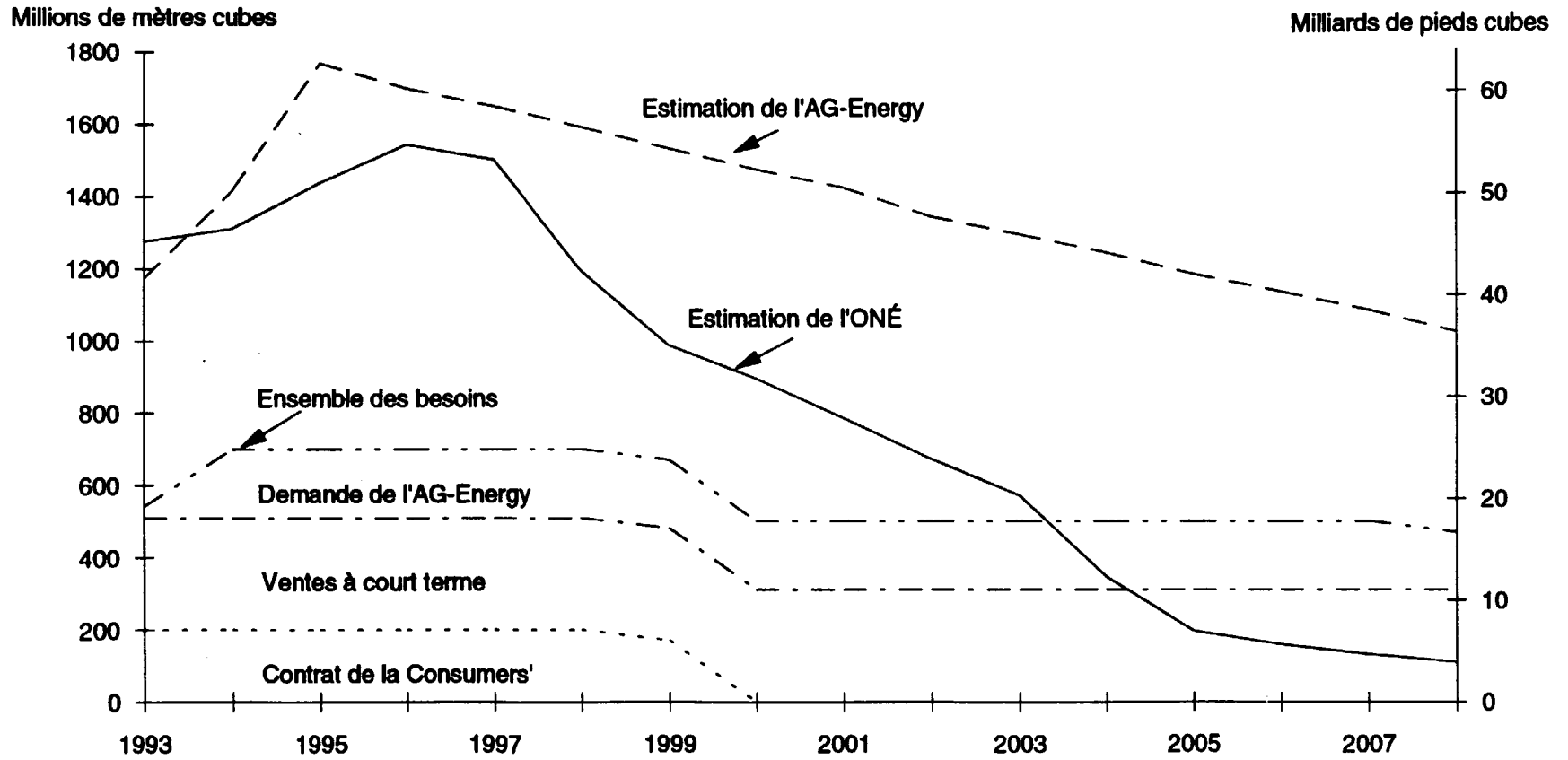
Selon son expérience des turbines à gaz, l'AG-Energy prévoit que le taux de disponibilité de l'installation sera de 94 % en moyenne.

2.3.2 Transport

Le gaz proposé à l'exportation proviendrait des gisements de la Home en Alberta et serait acheminé par le réseau NOVA jusqu'à Empress (Alberta), où l'AG-Energy en prendrait livraison aux termes d'ententes de service garanti qu'elle a passées avec la Home. Le gaz serait ensuite acheminé par le gazoduc de TransCanada jusqu'à l'interconnexion avec le pipeline de l'IGTS près d'Iroquois (Ontario). Enfin, la St Lawrence Gas s'occuperait de l'acheminement du gaz jusqu'à la centrale de cogénération.

Figure 2-1

CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE L'AG-ENERGY ET DE L'ONÉ



L'AG-Energy a signé des ententes préliminaires avec la TransCanada, l'IGTS et la St. Lawrence Gas pour des périodes allant de 15 à 20 ans visant l'ensemble des volumes proposés à l'exportation. Les nouvelles installations requises pour ces exportations sont incluses dans la demande d'autorisation de nouvelles installations déposée par la TransCanada pour l'année 1993-1994.

L'AG-Energy est directement responsable de tous les frais de transport engagés sur le réseau TransCanada. La Home est responsable des frais engagés sur le réseau NOVA mais elle les recouvre aux termes de son contrat de vente de gaz.

2.3.3 Contrat de vente de gaz

La Home et l'AG-Energy ont conclu un contrat de vente de gaz naturel en date du 14 octobre 1991. La période du contrat est de 15 ans et prend effet à la date des premières livraisons garanties. On prévoit que le service garanti débutera entre le 1^{er} novembre 1993 et le 31 mars 1994. Le contrat prévoit une quantité quotidienne maximale («QQM») de $467 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($16,5 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$) et il est conditionné à la conclusion de toutes les ententes contractuelles requises et à l'obtention de toutes les autorisations applicables avant le 30 novembre 1992. L'AG-Energy a déclaré que le contrat avait été négocié dans des conditions de concurrence normale.

L'AG-Energy est censée prendre livraison d'en moyenne 80 % de la QQM entre les mois de novembre et d'avril et de mai à octobre. Dans le cas où l'AG-Energy commanderait moins que la quantité prévue, elle devrait payer des frais de réservation de \$0,24/GJ (\$0,25/10⁶ BTU) sur les incommandés. Ces frais augmenteront à un taux composé de 4 % par année après le 1^{er} novembre 1994. L'une ou l'autre des parties pourra réduire la QQM à 120 % du volume des enlèvements effectués au cours d'une année contractuelle donnée si la Home n'arrive pas à livrer ou si l'AG-Energy n'arrive pas à commander 65 % des enlèvements minimaux annuels prévus.

La Home est responsable de tous les coûts additionnels engagés par l'AG-Energy pour obtenir des combustibles de remplacement pour les volumes non livrés par la Home. Elle est aussi responsable des frais liés à la demande sur le réseau canadien pour les déficiences de livraisons se situant en deçà du taux d'enlèvement minimal annuel requis de 65 %.

Le prix contractuel comprend une composante-produit et une composante-transport. La composante-produit augmente d'environ 6,8 % par an et passera d'un taux initial de 1,73 \$CAN/GJ (1,82 \$CAN/10⁶ BTU) en 1993-1994 à un taux de 4,33 \$CAN/GJ (456 \$CAN/10⁶ BTU) en 2007-2008. L'AG-Energy a indiqué que le barème de la composante-produit reflète l'étude prévisionnelle des parties concernant le marché du gaz naturel, compte tenu des ventes d'électricité à long terme et des conditions de prix consenties à la Niagara.

Les frais de transport comprennent une composante-demande mensuelle et une composante-produit pour le service assuré sur le réseau NOVA et des droits pour le gaz de combustion utilisé sur les réseaux TransCanada, IGTS et St. Lawrence Gas. L'AG-Energy doit payer la composante-demande NOVA sans égard aux enlèvements effectués. La composante-produit NOVA s'applique aux volumes de gaz réellement livrés par la Home.

Aucune disposition ne prévoit la renégociation du contrat. Cependant, le contrat prévoit que les différends doivent être réglés par la voie de l'arbitrage prévu aux règlements du British Columbia International Commercial Arbitration Centre.

Le prix estimatif qui aurait été en vigueur aux termes de ce contrat à la frontière albertaine le 1^{er} janvier 1992 est de 1,81 \$CAN/GJ (1,91 \$CAN/10⁶ BTU).

2.3.4 Entente d'achat d'électricité

La vente d'électricité produite à la centrale de cogénération serait régie par une entente datée du 24 décembre 1987, (modifiée), conclue entre l'AG-Energy et la Niagara. Cette entente porte sur une période de 25 ans à compter du début de l'exploitation commerciale de la centrale; elle est reconduite automatiquement à chaque année et peut être résiliée par l'une ou l'autre des parties. La livraison de l'électricité se ferait au point de jonction de la ligne de transport d'électricité de la centrale de cogénération et de la ligne de transport de 115 kV de la Niagara. L'entente et ses modifications a été approuvée par la New York Public Service Commission («NYPSC»).

L'entente établit trois périodes distinctes pour le calcul du tarif d'électricité. Le taux en vigueur durant la première période serait de 6 ¢/kWh et le taux en vigueur durant les deuxième et troisième périodes serait établi respectivement à 93 % et à 90 % du coût de production d'électricité évité par la Niagara, tel qu'il est défini dans l'Annexe II de l'entente d'achat d'électricité. Le coût évité défini à l'Annexe II doit être approuvé par la NYPSC. Les prévisions du coût évité seraient établies conformément aux dispositions de l'entente d'achat si la NYPSC devait cesser de réviser le calcul du coût évité. Le calcul du coût évité tiendrait compte des prévisions de coûts et de production, de capacité et de transmission pertes évitées.

Si la Federal Energy Regulatory Commission («FERC») des États-Unis décidait de retirer à la centrale son statut d'IA, l'AG-Energy devrait faire approuver l'entente d'achat par la FERC et les taux payés aux termes de l'entente seraient réduits de 15 %.

Si la Niagara était en mesure de produire de l'électricité à un coût inférieur au prix de la centrale, elle pourrait alors réduire ses achats auprès de la centrale. Elle est cependant tenue de faire autoriser ses réductions d'achat par la NYPSC et de verser à l'AG-Energy le montant prévu jusqu'à l'obtention de l'autorisation de la NYPSC.

2.3.5 Entente de vente d'énergie thermique

La vente d'énergie thermique produite par la centrale de cogénération se ferait conformément aux dispositions de l'entente de vente de vapeur conclue le 8 août 1991 entre l'AG-Energy et l'État de New York, représenté par le New York State Office of Mental Health. L'entente porte sur une période de 25 ans à compter du début de l'exploitation commerciale de la centrale; cette période peut être prolongée, mais la période totale ne doit pas dépasser 35 ans. L'entente stipule que l'État achètera à la centrale toute la quantité de vapeur requise pour répondre aux besoins de l'établissement psychiatrique. De plus, les achats ne doivent pas tomber au-dessous de la quantité minimale requise pour que l'installation conserve son statut d'IA aux termes de la PURPA. Si cette quantité minimale ne peut être maintenue, l'État pourra alors inclure les besoins en vapeur de l'établissement correctionnel de Riverview, établissement carcéral à sécurité moyenne situé sur le même site. L'AG-Energy aurait aussi la possibilité d'approvisionner d'autres acheteurs d'énergie thermique si les quantités minimales n'étaient pas maintenues.

Le prix contractuel, pour les 219 premiers millions de livres de vapeur livrées par année, est 1,75 \$ par millier de livres. Pour les livraisons dépassant ces 219 premiers millions de livres, le prix comprend un montant qui aurait été reçu aux termes de l'entente d'achat d'électricité si l'AG-Energy s'était servi de cette vapeur pour produire de l'électricité supplémentaire. On s'attend à ce que les revenus provenant de la vente de vapeur comptent pour moins de 5 % des revenus totaux de l'installation.

2.3.6 État des autorisations

Le 2 décembre 1991, l'AG-Energy a déposé auprès de l'OCREA une demande de permis d'enlèvement pour une période et un volume correspondant à ceux proposés dans la demande. L'autorisation de cette demande est en instance.

Pour ce qui est des approbations des autorités fédérales américaines, l'AG-Energy a informé l'Office qu'elle s'apprêtait à déposer une demande de statut d'IA auprès de la FERC. De plus, le 18 février 1992, l'AG-Energy a demandé une autorisation d'importer au Department of Energy, Office of Fossil Energy («DOE/FE») des É.-U. Ces demandes sont en instance et l'AG-Energy s'est engagée à prévenir l'Office des décisions rendues par les autorités américaines.

Au niveau étatique, la seule autorisation qui soit en suspens est celle que doit rendre le Contrôleur de l'État de New York au sujet du contrat de vente de vapeur. L'AG-Energy s'attend à obtenir cette autorisation très bientôt. On ne prévoit aucune difficulté pour l'obtention des autorisations de construire de la part des autorités locales.

2.4 Opinion de l'Office

L'Office a établi à sa satisfaction l'adéquation des réserves étayant les exportations proposées. Pour ce qui est de l'estimation des réserves, les chiffres de l'Office et ceux de l'AG-Energy sont semblables et dépassent d'environ 12 % le total des engagements souscrit pour l'ensemble des approvisionnements. Selon les prévisions de l'Office en ce qui concerne la capacité de production de l'ensemble des sources d'approvisionnement du demandeur, les volumes d'exportation proposés par l'AG-Energy pourraient être assurés pour toute la période d'exportation proposée si la Home réduisait ou éliminait ses ventes à court terme durant la dernière partie de la période de validité du contrat. L'Office croit que c'est ce que ferait la Home en cas de déficience imminente et estime donc que les approvisionnements en gaz affectés aux exportations proposées sont adéquats.

L'Office note que les dispositions de transport nécessaires ont été prises auprès de toutes les sociétés pipelinières concernées et il a établi à sa satisfaction que tous les frais fixes de transport engagés au Canada seront recouverts.

L'Office a établi à sa satisfaction l'adéquation des marchés étayant les exportations proposées, et il note qu'au cours des dernières années l'acheteur d'électricité, la Niagara, a enregistré une augmentation de la demande d'électricité dans le secteur qu'il dessert. De plus, le statut d'IA de la centrale est assuré par le contrat de vente de vapeur passé avec l'État de New York.

L'Office est d'avis que les dispositions contractuelles concernant les paiements exigés en cas de déficit, les contraintes liées à la composante-demande, la situation de la Home comme fournisseur exclusif et sa capacité de réduire ses obligations de livraison assureront des niveaux adéquats d'enlèvement. Il note que le contrat comporte une clause d'indexation du prix fixe mais il estime que l'entente sera durable compte tenu de ce qu'elle vise un marché garanti.

L'Office a examiné les conditions du contrat de gaz et a établi qu'il a été négocié dans des conditions de concurrence normales.

L'Office note que le permis d'enlèvement de l'Alberta, l'autorisation d'importer du DOE/FE, l'attestation d'IA, l'approbation du contrat de vente de vapeur par l'État de New York et diverses autres approbations relatives à l'implantation des installations sont en instance. Il reconnaît cependant que le processus d'obtention des autorisations nécessaires est suffisamment avancé et ne prévoit pas de difficultés à cet égard.

Quant au soutien des producteurs, il est assuré par le contrat passé entre la Home et l'AG-Energy.

2.5 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à l'AG-Energy, sous réserve de l'approbation du Gouverneur en conseil. L'Annexe I donne les conditions auxquelles est assortie cette licence, notamment la condition voulant que sa période de validité débutera le 1^{er} septembre 1993 et se terminera le 1^{er} novembre 1995, à moins que les exportations n'aient commencé le 1^{er} novembre 1995 ou avant, auquel cas la licence arrivera à échéance 15 ans et deux mois après le début des livraisons ou le 31 octobre 2009, selon la première des deux dates.

Chapitre 3

Canadian Hydrocarbons Marketing

3.1 Résumé de la demande

Le 31 octobre 1991, la CHMI a déposé, conformément à la partie VI de la Loi, une demande en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel, dans laquelle étaient proposées les conditions suivantes :

Période	- du 1 ^{er} novembre 1992 au 31 octobre 2002
Point d'exportation	- Huntingdon (Colombie-Britannique)
Quantité quotidienne maximale	- 273,9 10 ³ m ³ (9,7 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	- 100 10 ⁶ m ³ (3,5 10 ⁹ pi ³)
Quantité totale maximale	- 1 000 10 ⁶ m ³ (35,3 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	- 10% par jour et 2% par année

Les réserves de gaz étayant les exportations proposées proviendraient de la portion de l'est du gisement Tommy Lakes Halfway A, dans le nord-est de la Colombie-Britannique («Tommy Lakes»). Le gaz serait transporté par le réseau de la Westcoast Energy Inc. («Westcoast») jusqu'au point d'exportation de Huntingdon (Colombie-Britannique). À partir de la frontière canado-américaine, le gaz serait transporté par le gazoduc de la Northwest Pipeline Corporation («Northwest») pour servir à l'approvisionnement du réseau de la Washington Natural Gas Company («WNG»).

3.2 Approvisionnements en gaz naturel

3.2.1 Contrats d'approvisionnement

CHMI a conclu des contrats d'achat de gaz avec deux producteurs, la Westcoast Petroleum Ltd. («WPL») et la Numac Oil and Gas Ltd. («Numac»), pour 60 % des réserves de gaz naturel de Tommy Lakes. La WPL et la Numac contrôlent 100 % de ces réserves en vertu d'un contrat d'affectation de réserves d'une durée de 15 ans qu'elle sont passé avec l'Amoco Canada Resources Limited pour sa portion du gisement de Tommy Lakes. La CHMI achèterait le gaz de la WPL et de la Numac à la sortie de l'usine de traitement Taylor («usine Taylor»).

3.2.2 Réserves

Le Tableau 3-1 indique que les chiffres estimatifs de l'Office, en ce qui concerne les réserves établies de la CHMI, sont d'environ 26 % inférieurs à ceux de la CHMI mais de 26 % supérieurs aux volumes proposés.

L'estimation de la CHMI intéresse la participation de 60 % qu'elle détient dans le réservoir de Tommy Lakes. La CHMI estime les réserves prouvées de sa part du réservoir à 1 385 10⁶ m³ (48,9 10⁹ pi³) et ses réserves probables à 312 10⁶ m³ (11,0 10⁹ pi³), soit des réserves établies totalisant 1 697 10⁶ m³ (59,9 10⁹ pi³). Elle n'a pas attribué de

facteur de risque aux réserves probables, en grande partie parce que les puits étaient adéquatement contrôlés et qu'un programme de forage de développement était prévu.

Tableau 3-1
Comparaison des estimations des réserves établies de gaz naturel de la CHMI
par rapport au bolume global demandé

CHMI	ONÉ	Volume demandé
1 697	1 260	1 000
(60)	(45)	(3,5)

1. En date de décembre 1990.

La CHMI a aussi soumis une étude de simulation portant sur une période de 20 ans concernant sa zone d'intérêt dans le gisement Tommy Lakes. Selon cette étude, 65 % du gaz en place pourrait être extrait au cours de cette période. L'étude conclut que les taux de production pourraient être plus élevés que les taux d'abandon prévus à la fin de la période. La CHMI a donc considéré qu'on pourrait raisonnablement s'attendre à un taux de récupération de 75 % pour le réservoir.

L'analyse pétrophysique de l'Office a révélé une augmentation du taux de saturation d'eau dans la partie sud du réservoir et de la production d'eau dans certains puits de ce secteur au cours des premiers tests de productivité. L'Office considère que l'étude de simulation de la CHMI n'a pas suffisamment tenu compte des problèmes éventuels de production d'eau. En raison de la faiblesse des pressions initiales de réservoir, du bas taux de production dû à la faible perméabilité, et des problèmes d'eau éventuels, le taux de récupération prévu par l'Office est inférieur à celui de la CHMI. L'Office a fondé son estimation sur l'hypothèse d'un taux de récupération de 60 % pour les réserves prouvées et de 40 % pour les réserves probables.

Les chiffres estimatifs de l'Office pour ce qui est des réserves établies, sont d'environ 25 % inférieurs à ceux de la CHMI mais dépassent tout de même d'environ 30 % le volume global demandé à l'exportation. L'Office reconnaît aussi que le réservoir pourrait être développé.

3.2.3 Capacité de production

La CHMI a déposé une étude prévisionnelle de sa capacité de production qui faisait la preuve qu'elle disposerait d'un approvisionnement suffisant pour assurer l'exportation proposée de $100 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($3,5 \times 10^9 \text{ pi}^3$) par année pour une période de dix ans (Figure 3-1). Selon l'estimation de l'Office, la capacité de production de la portion du réservoir appartenant à CHMI ne pourrait assurer les volumes requis que durant les sept premières années du contrat de dix ans.

La CHMI a déclaré que les déficiences possibles de sa capacité de production pourraient être éliminés soit par l'augmentation de ses intérêts dans le réservoir soit par l'acquisition de nouvelles réserves en amont de l'usine Taylor. La WPL et la Numac détiennent respectivement $1\,133 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($40 \times 10^9 \text{ pi}^3$) et $708 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($25 \times 10^9 \text{ pi}^3$) de réserves de gaz naturel dans ces secteurs, réserves qui pourraient être affectées au projet d'exportation.

3.3 Marché, ententes commerciales et état des autorisations

3.3.1 Marché

Les volumes de gaz proposés à l'exportation seraient vendus à la WNG, distributeur dont le marché se situe dans le nord de l'État de Washington et comprend les villes de Seattle et de Tacoma. Le gaz acheté par la WNG servirait à l'approvisionnement de son réseau.

La WNG distribue du gaz à plus de 380 000 clients. Le gaz qu'elle se propose d'acheter de la CHMI remplacerait les approvisionnements qui étaient auparavant assurés par la Northwest. En juin 1988, la Northwest est devenue un transporteur à «libre accès», c'est-à-dire un transporteur permettant à ses clients de s'approvisionner directement auprès des producteurs et d'utiliser la Northwest uniquement comme transporteur. La WNG, ayant décidé de se prévaloir de cette option, a converti l'entente d'approvisionnement qu'elle avait conclue avec la Northwest en entente de transport et trouvé d'autres sources d'approvisionnement.

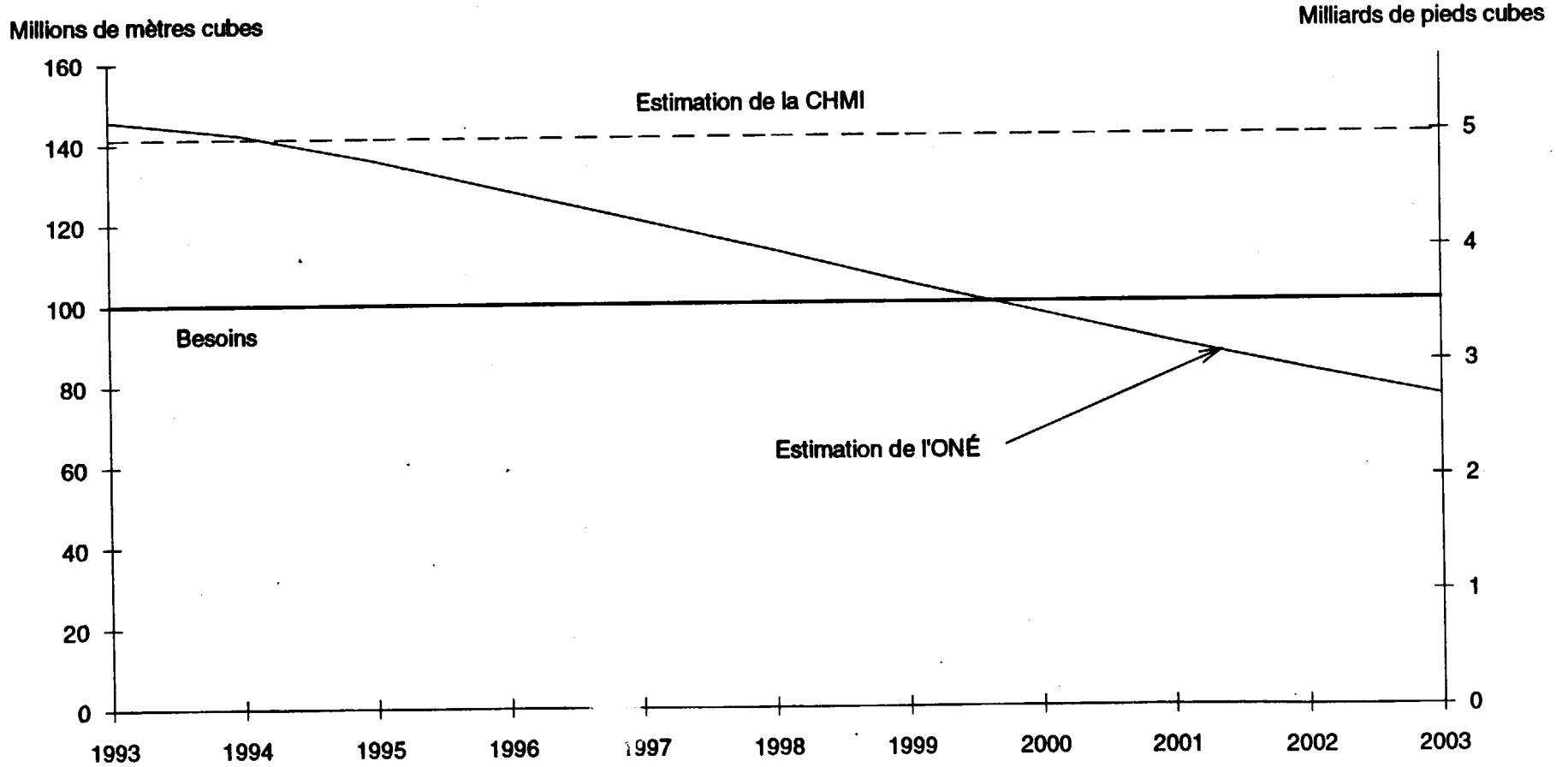
L'approvisionnement total requis par la WNG, compte tenu de ses prévisions de ventes en 1992, est de $2\,051\,10^6\text{ m}^3$ ($72,4\,10^9\text{ pi}^3$), soit $1\,626\,10^6\text{ m}^3$ ($57,4\,10^9\text{ pi}^3$) pour le service garanti et de $425\,10^6\text{ m}^3$ ($15,0\,10^9\text{ pi}^3$) pour le service interruptible. La WNG dessert des consommateurs domestiques, commerciaux et industriels, et elle a prévu qu'entre 1991 et 2001 ces catégories de marché représenteraient de 84 % à 87 % de ses ventes totales, le reste étant constitué par le secteur des transports. Au cours de la même période, la WNG prévoit que ses ventes passeront de $1\,960\,10^6\text{ m}^3$ ($69,2\,10^9\text{ pi}^3$) en 1991 à $2\,802\,10^6\text{ m}^3$ ($98,9\,10^9\text{ pi}^3$) en 2001, soit une hausse de 43 %. La WNG attribue cette augmentation à un accroissement important de sa clientèle (notamment dans le secteur résidentiel), à une économie locale vigoureuse et stable, à l'afflux des nouveaux résidents dans la région du Nord-Ouest du Pacifique, à l'augmentation du nombre de consommateurs qui passeront de l'électricité et du mazout au gaz, et à une augmentation de la part du gaz dans le marché de la construction résidentielle, qui passera de 75 % à plus de 95 %.

La WNG assure 57 % de ses besoins de pointe en approvisionnement garanti auprès de sources canadiennes, et 43 % auprès de sources américaines. Les $9\,500\text{ GJ}$ ($10\,000\,10^6\text{ BTU}$) que la WNG compte acheter de la CHMI représentent environ 9 % de ses besoins totaux de pointe en approvisionnement garanti.

La WNG s'attend à ce que ses enlèvements auprès de la CHMI se feront à un taux d'utilisation de 85 % de la capacité prévu. Cette prévision se fonde sur son taux de demande actuel, ses prévisions quant à la croissance de son marché, la compétitivité de la composante-produit prévue au contrat, et son obligation de payer les droits liés à la demande indépendamment des enlèvements effectués et de payer des frais de réservation lorsque son taux d'utilisation est de moins de 100 %.

Figure 3-1

CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE LA CHMI ET DE L'ONÉ



La CHMI exporte du gaz à la WNG aux termes d'une ordonnance à court terme depuis le 1^{er} novembre 1991.

3.3.2 Transport

Les volumes de gaz proposés à l'exportation proviendraient des gisements de Tommy Lakes où la WPL et la Numac construiront des installations de collecte et de compression. La WPL a conclu avec la Westcoast une entente de service garanti pour le transport jusqu'à l'usine de traitement de Taylor des volumes de brut extraits par la Numac et la WPL dans les gisements de Tommy Lakes. L'entente de service garanti comprend le traitement et la récupération des liquides et prévoit une quantité contractuelle quotidienne («QCQ») de $486 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($17,2 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$). Dans ses Motifs de décision GH-2-92, l'Office a approuvé la construction des nouvelles installations qu'exigent ces exportations sur le réseau de la Westcoast

Le gaz serait acheminé de l'usine Taylor à Huntingdon (Colombie-Britannique) aux termes d'une entente actuelle de transport à long terme conclue entre la CHMI et la Westcoast. À partir de la frontière canado-américaine, le gaz serait acheminé vers un point d'interconnexion avec le réseau de la WNG, aux termes d'un contrat de service existant passé entre la WNG et la Northwest. Ces ententes portent sur des périodes et des volumes conformes à ceux faisant l'objet de la présente demande.

3.3.3 Contrat de vente de gaz

Le 1^{er} février 1991, la CHMI et la WNG ont conclu un contrat de vente de dix ans pour une quantité de gaz naturel pouvant atteindre 9 500 GJ ($10\,000 \cdot 10^6 \text{ BTU}$) par jour à compter du 1^{er} novembre 1992. Ce contrat est conditionné à la réception, le 1^{er} août 1992, ou avant de toutes les autorisations à long terme requises des autorités canadiennes et américaines, à moins que les parties conviennent de faire affaires aux termes des autorisations à court terme actuelles.¹

Le prix prévu au contrat comprend quatre composantes : la composante-demande de la Westcoast, une composante-produit, une composante-combustible et des droits de réservation.

La composante-demande de la Westcoast est elle-même constituée de deux composantes : 1) les droits nets liés à la demande de la Westcoast pour le transport garanti du gaz brut, son traitement et la récupération des liquides; 2) les droits liés à la demande de la Westcoast pour le service de transport garanti entre l'usine de Taylor et le point d'exportation de Huntingdon (Colombie-Britannique).

La composante-produit est renégociée à chaque année. En cas de différend, le contrat prévoit un arbitrage «du type baseball». Selon ce type d'arbitrage, chaque partie soumet à un arbitre sa meilleure offre et l'arbitre en choisit une parmi celles proposées. La composante-produit sera établie en veillant à ce que le prix total du produit livré demeure «raisonnablement équivalent» aux prix payés par les autres SDL desservies par le réseau de la Northwest dans l'État de Washington aux termes de contrats comparables à celui passé entre la CHMI et la WNG. Le contrat ne prévoit pas de composante-produit pour la période débutant le 1^{er} novembre 1992, mais il prévoit un prix provisoire de 1,16 \$US/GJ ($1,22 \text{ \$US}/10^6 \text{ BTU}$) pour la période comprise entre le 1^{er} novembre 1991 et le 31 octobre 1992.

1

Dans une lettre du 16 juin 1992, la CHMI a informé l'Office que le délai de réception des autorisations à long terme avait été prolongé jusqu'au 31 mars 1993.

La composante-combustible est le produit de la quantité de gaz consommée par la Westcoast à des fins de combustion et des pertes de gaz non comptabilisées multipliées par la composante-produit prévue dans le contrat de vente pour le transport entre l'usine Taylor et le point d'exportation. Les droits de réservation correspondent à 15 % de la composante-produit et seront facturés mensuellement pour les enlèvements inférieurs à la totalité de la QCQ prévue.

La CHMI a calculé que le prix qui aurait été en vigueur aux termes de ce contrat à la frontière de la Colombie-Britannique le 1^{er} janvier 1992 aurait été de 1,98 \$CAN/GJ (2,08 \$CAN/10⁶ BTU).

Le contrat prévoit une réduction de la QCQ en cas de défaillance d'approvisionnement. Dans un tel cas, la WNG aurait la possibilité de réduire la QCQ, jusqu'à la fin de l'année contractuelle suivante, d'une quantité égale à la déficience quotidienne moyenne pour n'importe quelle période de 90 jours.

3.3.4 État des autorisations

Le 30 octobre 1991, la WNG a déposé auprès du DOE/FE une demande d'autorisation d'importer. Au moment de la présente audience, la décision du DOE/FE était encore en instance.¹ On attend aussi une décision des autorités de la Colombie-Britannique concernant le permis provincial d'enlèvement à long terme.

3.4 Opinion de l'Office

Selon l'estimation de l'Office, les réserves affectées par la CHMI au projet d'exportation sont d'environ 26 % supérieures au volume proposé. Cependant, l'estimation de l'Office en ce qui concerne la capacité de production indique qu'il pourrait y avoir déficit les trois dernières années de la période de dix ans sur laquelle porte la demande. L'Office convient avec la CHMI que celle-ci pourrait pallier à ces déficits éventuels en augmentant sa participation dans le gisement de Tommy Lakes ou en acquérant d'autres réserves dans ce secteur. L'Office a donc établi à sa satisfaction que les approvisionnements prévus suffiront aux exportations proposées.

L'Office a également établi à sa satisfaction que les distributeurs desservis par la WNG représentent un marché stable et à long terme pour le gaz naturel canadien. L'Office note que les volumes proposés à l'exportation serviraient à remplacer les approvisionnements que la WNG se procurait auparavant auprès de la Northwest et que ce gaz était déjà acheminé aux termes d'ententes à court terme. De plus, les volumes que la CHMI propose d'exporter représentent environ 9 % des besoins totaux d'approvisionnement de pointe garanti de la WNG; il est donc peu probable qu'une modification de la demande de la WNG se répercuterait entièrement sur les exportations proposées.

L'Office note que les dispositions de transport des volumes proposés ont été prises auprès de toutes les sociétés pipelinières concernées. De plus, l'Office a établi à sa satisfaction que la composante-demande du prix assurera le plein recouvrement de tous les coûts de transport fixes engagés au Canada pour les exportations proposées.

L'Office croit que la renégociation annuelle de la composante-produit permettra à celle-ci d'être adaptée aux conditions du marché. De plus, l'Office est d'avis que, d'une part, les dispositions contractuelles, qui prévoient le versement de droits liés à la demande quel que soit le niveau des enlèvements et le versement de droits de réservation pour les enlèvements inférieurs à la QCQ prévue et, d'autre part, la compétitivité de la composante-produit, se traduiront par des enlèvements élevés.

1

Dans une lettre en date du 16 juin 1992, la CHMI a informé l'office que l'approbation du DOE/FE avait été accordée le 24 avril 1992.

L'Office a examiné le contrat de gaz et note qu'il a été négocié dans des conditions de concurrence normales.

L'Office note que les approvisionnements en gaz seraient assurés par la WPL et la Numac, qui détiennent ou contrôlent les ressources étayant les volumes proposés à l'exportation. La WPL et la Numac, qui ont conclu des contrats de fourniture de gaz avec la CHMI, appuient le projet d'exportation proposé.

Enfin, l'Office considère que les processus d'agrément des demandes d'autorisation en instance sont suffisamment avancés pour qu'on soit raisonnablement assuré qu'ils n'entraveront pas le projet d'exportation proposé.

3.5 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à la CHMI, sous réserve de l'approbation du Gouverneur en conseil. On trouvera à l'Annexe I les conditions auxquelles est assortie cette licence, notamment la condition voulant que sa période de validité débute le 1^{er} novembre 1992 et se termine le 1^{er} novembre 1994, à moins que les exportations n'aient commencé le 1^{er} novembre 1994 ou avant, auquel cas la licence arrivera à échéance le 31 octobre 2002.

Chapitre 4

Canadian-Montana Pipe Line Company

4.1 Résumé de la demande

Le 21 mars 1991, la CMPL a déposé, conformément à la partie VI de la Loi, une demande en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel, dans laquelle étaient proposées les modalités suivantes :

Période	- entre la date d'approbation du Gouverneur en conseil et le 31 octobre 2006
Point d'exportation	- près d'Aden (Alberta)
Quantité quotidienne maximale	- $1\,416\,10^3\text{ m}^3$ ($50\,10^6\text{ pi}^3$)
Quantité annuelle maximale	- $283\,10^6\text{ m}^3$ ($10\,10^9\text{ pi}^3$)
Quantité totale maximale	- $3\,996\,10^6\text{ m}^3$ ($140\,10^9\text{ pi}^3$)
Écarts admissibles	- 10% par jour et 2% par année

Le gaz proposé à l'exportation proviendrait de gisements situés dans le sud-est de l'Alberta. Il serait acheminé sur le réseau de la CMPL jusqu'au point d'exportation situé près d'Aden (Alberta) et serait ensuite transporté par la Montana Power Company («MPC») jusqu'au marché auquel il est destiné au Montana. Le gaz servirait à l'approvisionnement des réseaux de la MPC et de divers d'autres distributeurs du Montana. La licence demandée remplacerait des autorisations d'exportation existantes.

4.2 Approvisionnement en gaz naturel

4.2.1 Contrats d'approvisionnement

La CMPL s'approvisionne en gaz auprès d'une société affiliée, la Canadian-Montana Gas Company Ltd. («CMG»), qui est propriétaire d'environ 75 % de ses sources d'approvisionnement, le reste (25 %) étant acheté auprès d'autres producteurs avec lesquels elle a passé des contrats à long terme.

4.2.2 Réserves

Le Tableau 4-1 démontre que, selon l'estimation l'Office, les réserves établies de la CMPL dépassent de 25 % les volumes demandés et que les chiffres estimatifs de l'Office sont de 3 % inférieurs à ceux de la CMPL.

Dans son analyse des approvisionnements en gaz de la CMPL, l'Office a tenu compte de 150 réservoirs de gaz se trouvant dans neuf gisements gaziers situés dans le sud-est de l'Alberta. Une proportion de 89 % de ces réservoirs se trouve dans des sables du crétacé, le reste se trouvant dans des formations du jurassique et du mississipien. 83 % de l'ensemble des réserves proviennent de 25 réservoirs dont la capacité dépasse $100\,10^6\text{ m}^3$ ($3,5\,10^9\text{ pi}^3$). Ces réservoirs ont tous atteint leur période de maturité.

La CMPL s'est surtout conformée à la nomenclature de l'OCREA et de l'ONÉ mais, dans plusieurs cas, un réservoir unique selon la définition de la CMPL correspondait à deux ou plusieurs réservoirs selon la définition de l'OCREA et de l'ONÉ. Pour évaluer les disponibilités en gaz de la CMPL, l'Office a passé en revue les réservoirs dont il a tenu compte parmi ceux figurant les terrains soumis par la CMPL.

Tableau 4-1
Comparaison des estimations des réserves établies de gaz naturel de la CHMI
par rapport au bolume global demandé

CHMPL ¹	ONÉ ²	Volume demandé
5 136	4 984	3 996
(181)	(176)	(140)

1. En date du 1^{er} décembre 1990.

2. En date du 31 décembre 1990.

Les différences entre les estimations tiennent surtout aux facteurs de récupération prévus des gros réservoirs. En général, l'Office s'est servi des facteurs de récupération utilisés pour des réservoirs comparables dans le sud-est de l'Alberta. À la lumière des éléments de preuve déposés par la CMPL, l'Office a augmenté ses facteurs de récupération dans certains cas, sans toutefois les hausser aux niveaux proposés par la CMPL. Par exemple, l'Office a attribué un facteur de récupération de 57 % au réservoir Lait Lower Mannville B, où la production est en situation de décroissance progressive tandis que la courbe du rapport eau-gaz indique une nette augmentation de la teneur en eau. Les informations déposées par la CMPL n'ont pas convaincu l'Office que l'état de ce réservoir justifiait un facteur de récupération plus élevé que 57 %.

En résumé, l'estimation des réserves préparée par l'Office est semblable à celle de la CMPL et les deux estimations indiquent que les réserves dépassent de 25 % à 28 % les volumes proposés à l'exportation, l'écart étant dû aux facteurs de récupération attribués.

4.2.3 Capacité de production

La Figure 4-1 est une comparaison des prévisions de l'Office et de la CMPL en ce qui concerne la capacité de production par rapport aux volumes proposés. Les prévisions de l'Office indiquent qu'il pourrait y avoir déficience de capacité dès l'année 1999. Les prévisions de la CMPL indiquent une capacité de production adéquate jusqu'en 2001, suivie d'un déclin annuel d'un taux légèrement supérieur à celui prévu par l'Office.

La CMPL a déclaré que les déficits de capacité prévus pourraient être corrigés par la souscription d'approvisionnements supplémentaires. À cet égard, la CMPL a fait remarquer qu'elle avait par le passé augmenté ses disponibilités en souscrivant une capacité additionnelle d'environ $39 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($1,4 \times 10^9 \text{ pi}^3$) par année. Elle a également fait remarquer que ses zones de production comptaient environ $500 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($17,7 \times 10^9 \text{ m}^3$) de réserves de gaz non souscrites.

Au sujet du déficit de la capacité de production prévu, l'Office fait remarquer que les moyens envisagés par la CMPL pour pallier à ce déficit demeurent problématiques, et ce de plusieurs points de vue :

- l'existence et la disponibilité, à terme, de volumes suffisants de gaz qui ne soient pas déjà attribués par contrat;
- les possibilités de livraison des réserves de gaz non attribuées par contrat;
- la capacité de la CMPL de conclure des contrats avec d'autres sources d'approvisionnement pour les volumes requis afin de suppléer au déficit prévu.

4.3 Marché, ententes commerciales et état des autorisations

4.3.1 Marché

La MPC est un service public réglementé desservant un marché captif et un marché non captif aux termes d'ententes de service garanti et d'ententes de service interruptible. Elle compte quelque 100 000 clients et approvisionne d'autres distributeurs (SDL) de l'ouest du Montana. En 1990, ses ventes de gaz se sont chiffrées à $746,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($26,3 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$).

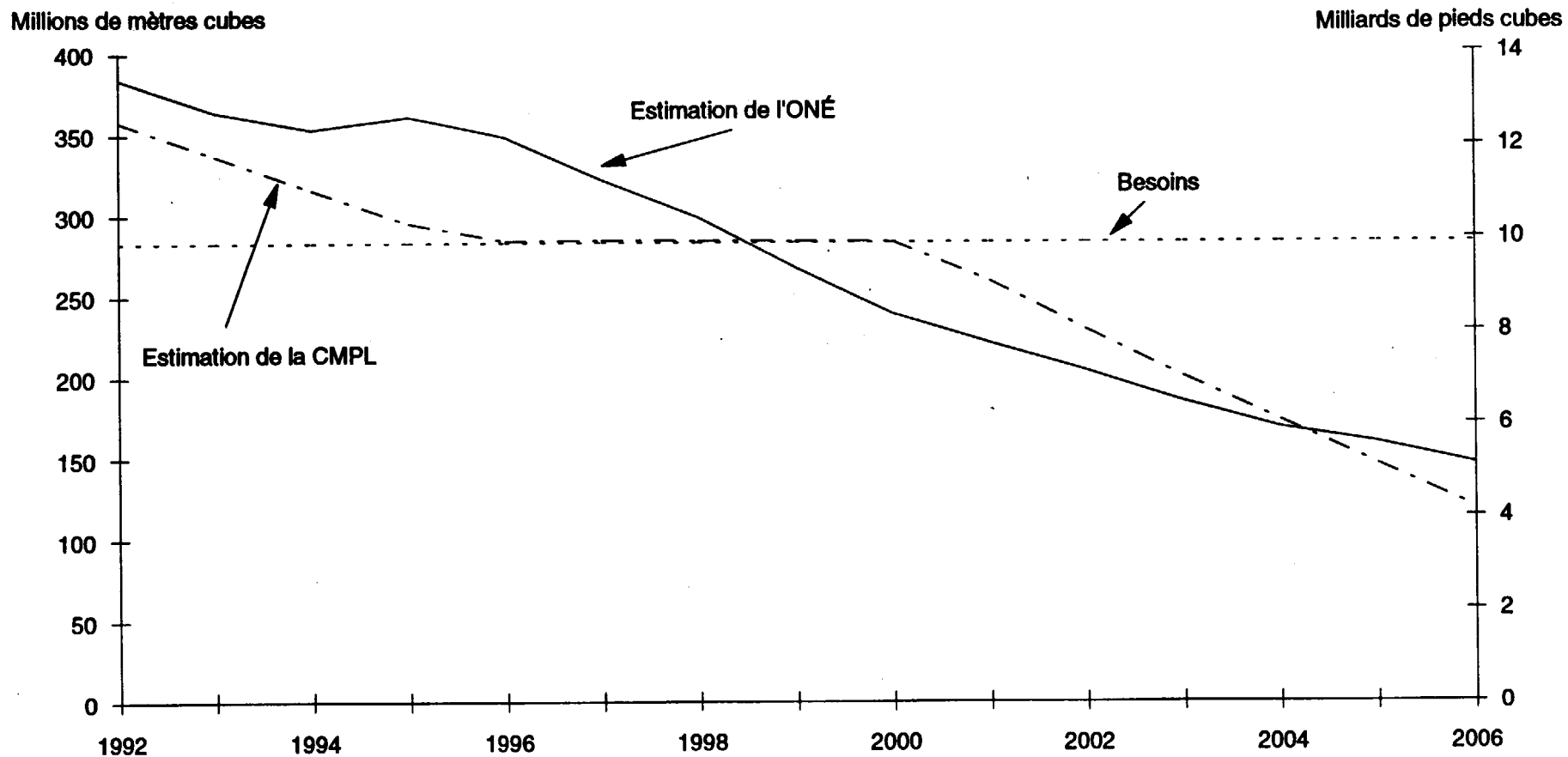
Le Canada exporte du gaz à la MPC depuis 1952. Ces exportations s'effectuent présentement en vertu des licences GL-72 et de l'ordonnance GO-64-91, qui expirent toutes les deux le 31 octobre 1992.

Le 1^{er} novembre 1991, la MPC a mis à la disposition de ses clients non captifs et des autres SDL qu'elle approvisionne un service de transport dit «à libre accès». Elle prévoit que ses clients non captifs et la plupart des SDL qu'elle fournit s'approvisionneront directement auprès des producteurs d'ici 1994 et que ses ventes de gaz se limiteront essentiellement à son marché captif.

La MPC prévoit que, compte tenu de l'augmentation prévue de sa clientèle, son marché captif s'accroîtra de 1,8 % (taux composé) d'ici à la fin de 1996. Cette prévision est fondée sur la courbe du taux de croissance normalisé de la demande du marché captif, qui est de 3 % pour le secteur domestique et de 2 % pour le secteur commercial.

Figure 4-1

CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE LA CMPL ET DE L'ONÉ



Les prévisions de croissance de la MPC n'ont pas encore été définitivement fixées, à cause d'un certain nombre de variables:

- la perte possible d'une proportion de 20 % de son marché non captif;
- l'intensification de la concurrence à l'égard des nouveaux consommateurs du marché captif;
- les possibilités limitées d'expansion du marché, étant donné sa maturité.

Les approvisionnements canadiens de la MPC sont passés de 26 % de ses approvisionnements globaux en 1986 à 37 % en 1991. Au cours des dernières années, la MPC a réduit les enlèvements qu'elle effectuait à partir du point d'exportation d'Aden; leur taux, par rapport à l'ensemble de ses approvisionnements canadiens, est passé de 98 % en 1986 à 85,7 % en 1991. Les volumes proposés à l'exportation représentent 38 % de l'ensemble des besoins de la MPC pour l'année 1990.

Entre 1986 et 1991, le taux d'utilisation moyen du réseau de la CMPL a été de 82 %. En 1991, les ventes de la CMPL auprès de la MPC ont été effectuées à un taux d'utilisation de 89 %. La CMPL prévoit que le taux d'utilisation annuel de la capacité de son réseau sera de 82 % à 92 % entre 1992 et 1995 et de 100 % pour le reste de la durée de la licence demandée.

4.3.2 Transport

Les exportations de gaz proposées seraient acheminées par la CMPL jusqu'à l'interconnexion de son réseau avec celui de la MPC, près d'Aden (Alberta) à la frontière canado-américaine. Le gaz serait ensuite livré par la MPC aux points de consommation ultimes et aux distributeurs (SDL) qu'elle dessert. Comme la CMPL est une filiale à part entière de la MPC, aucun contrat de transport n'est requis. Les exportations proposées ne nécessiteront aucune installation nouvelle.

4.3.3 Contrat de vente de gaz

La CMPL approvisionne la MPC aux termes d'un contrat d'achat de gaz conclu le 30 octobre 1984. La plus récente modification aux clauses de prix du contrat date du 1^{er} août 1989. Le contrat sera reconduit pour une durée de 14 ans à compter du 1^{er} novembre 1992 et il est assujéti aux autorisations des organismes de réglementation canadiens et américains. La seule clause pouvant être renégociée et soumise à l'arbitrage durant la période du contrat est celle qui concerne le prix.

Le contrat prévoit la livraison d'une QQM de $1\,416\,10^3\text{ m}^3$ ($50\,10^6\text{ pi}^3$) au point d'interconnexion des réseaux de la CMPL et de la MPC, près d'Aden (Alberta).

Le contrat stipule que les enlèvements doivent se faire à un taux minimal de 60 % de la quantité contractuelle annuelle. La MPC a l'obligation d'enlever ou de payer la quantité minimale prévue. Le contrat prévoit aussi une clause de compensation pour le gaz payé mais non enlevé durant la période de la licence.

Le prix du gaz vendu à la MPC doit être négocié entre la MPC et sa filiale, la CMPL. Il peut être révisé et renégocié à chaque année, entre le 15 août et le 1^{er} septembre, en fonction de l'évolution des conditions du marché. La CMPL a indiqué que le prix moyen pondéré du gaz («PMPG») acheté auprès d'autres producteurs du Montana se situe approximativement entre 1,71 \$US/GJ (1,80 \$US/10⁶ BTU) et 1,76 \$US/GJ (1,85 \$US/10⁶ BTU). Elle a aussi indiqué

que le prix d'exportation était établi à l'aide d'une étude comparative des prix pratiqués par divers producteurs d'énergie canadiens.

Le contrat ne comprend pas de composante-demande mensuelle distincte.

La CMPL estime que le prix qui aurait été en vigueur aux termes de ce contrat à la frontière albertaine en date du 1^{er} janvier 1992 aurait été de 1,85 \$CAN/GJ (1,95 \$CAN/10⁶ BTU).

4.3.4 État des autorisations

Le 10 février 1992, la CMPL a obtenu de l'OCREA un permis d'enlèvement (CM-80-5B) d'une durée de 14 ans pour un volume global de 3 852 10⁶ m³ (136 10⁹ pi³), soit un volume légèrement inférieur à celui proposé dans la demande.

Le 23 octobre 1991, la MPC obtenait du DOE/FE une autorisation d'importer (No CP 74-188). Cette autorisation expire le 31 octobre 2006.

4.4 Opinion de l'Office

Bien que l'estimation de l'Office indique que les réserves disponibles dépassent le volume proposé, son estimation de la capacité de production montre que cette dernière pourrait être déficitaire dès l'année 1999. L'estimation de la CMPL suggère qu'il pourrait y avoir déficit de la capacité de production à compter de 2001. Pour remédier à ces déficits d'approvisionnement, la CMPL dépendra largement de sa capacité de passer des contrats pour des réserves supplémentaires. Comme l'indique la section 4.2.3, l'Office s'interroge sérieusement sur la capacité de la CMPL de pallier à ces déficits. Conséquemment, l'Office est d'avis que la CMPL n'a pas démontré qu'elle avait les disponibilités suffisantes pour étayer le volume global proposé.

Le soutien des producteurs a été démontré par l'entente conclue entre la CMG et la CMPL et par les contrats passés entre les producteurs canadiens indépendants et la CMG. L'Office convient avec la CMPL que ces ententes démontrent le soutien des producteurs à l'égard de ce projet d'exportation.

L'Office reconnaît que la MPC, par l'intermédiaire de ses filiales CMPL et CMG, est depuis longtemps un acheteur et un promoteur fiable du gaz canadien exporté à partir d'Aden. L'Office souhaite que cette relation se poursuive. Il note aussi que la MPC a progressivement accru ses achats de gaz canadien pour répondre à la demande de son marché.

L'Office a établi à sa satisfaction que tous les frais de transport fixes associés à ce projet d'exportation en amont du point d'exportation (au Canada) seront recouverts.

Bien qu'ayant certaines réserves quant au respect du principe de pleine concurrence dans le contrat passé entre les parties, l'Office a établi à sa satisfaction que les dispositions contractuelles sont conformes aux règles et pratiques commerciales usuelles.

Selon l'Office, la disposition contractuelle d'enlèvement ou paiement obligatoire aura pour effet d'assurer les niveaux d'enlèvement prévus au contrat de vente de gaz.

L'Office note que toutes les autorisations des organismes de réglementation canadiens et américains ont été accordées.

4.5 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à la CMPL, sous réserve de l'approbation du Gouverneur en conseil. On trouvera à l'annexe I les conditions d'exercice de la licence, y compris la condition selon laquelle la période de validité de la licence débutera le 1^{er} novembre 1992 et se terminera le 1^{er} novembre 1994, à moins que les exportations prévues n'aient débuté le 1^{er} novembre 1994 ou avant, auquel cas la période de la licence se terminera le 31 octobre 2004.

Pour les raisons données à la section 4.2.3, à savoir la probabilité d'une capacité de production déficitaire dès l'année 1999, l'Office a décidé de délivrer à la CMPL une licence d'une durée de validité de 12 ans plutôt que des 14 ans, proposés dans la demande.

Chapitre 5

Esso Ressources Canada Limitée/ Esso Ressources Canada/ Transco Energy Marketing Company/ CanStates Gas Marketing

5.1 Résumé et historique de la demande

Le 30 décembre 1991, les codemandeurs ont déposé, conformément à la partie I de la Loi, une demande visant le transfert de la licence GL-136 de l'ERCL et la TEMCO à la TEMCO et la CSGM. Cette licence contient les conditions et modalités suivantes :

Période	- de la date d'approbation du Gouverneur en conseil au 31 octobre 2006
Point d'exportation	- Niagara Falls (Ontario)
Quantité quotidienne maximale	- $2\,125\,10^3\text{ m}^3$ ($75,0\,10^6\text{ pi}^3$)
Quantité annuelle maximale	- $775,6\,10^6\text{ m}^3$ ($27,4\,10^9\text{ pi}^3$)
Quantité totale maximale	- $9\,308\,10^6\text{ m}^3$ ($328,6\,10^9\text{ pi}^3$)
Écarts admissibles	- 10% par jour et 2% par année

Cette entente d'exportation remonte à 1979, année où l'Office délivra la licence d'exportation de gaz GL-57 à la Sulpetro Limited («Sulpetro») qui autorisait celle-ci à vendre du gaz naturel à la TransContinental Gas Pipe Line Corporation («Transco»). En 1982, la Sulpetro obtint la licence GL-82 en remplacement de la licence GL-57, qui était expirée. En 1987, la Transco céda à la TEMCO les droits qu'elle détenait dans un contrat de vente conclu avec la Sulpetro. Au cours de la même année, l'ERCL acheta les actifs de la Sulpetro, laquelle céda à l'ERCL les droits qu'elle détenait dans un contrat de vente avec la TEMCO. En avril 1988, l'Office autorisa la Sulpetro à céder la licence GL-82 à l'ERCL. Enfin, par suite de l'instance GH-6-89, l'Office permit à la ERCL de céder sa licence GL-82 en annulant celle-ci et en délivrant à l'ERCL/TEMCO la licence GL-136.

À compter du 31 janvier 1991, l'ERCL réorganisa ses actifs et transféra à l'ERC, notamment, les intérêts qu'elle détenait dans le contrat de vente de gaz conclu avec la TEMCO et les sites de production affectés à ce contrat. Ce transfert s'est opéré en vertu d'un acte de novation conclu le 1^{er} décembre 1991 entre l'ERCL, l'ERC et la TEMCO. L'entente de contribution à l'actif du 31 janvier 1991 prévoit le transfert à l'ERC des intérêts gaziers et pétroliers que possède l'ERCL en amont.

Le 27 juin 1991, les codemandeurs conclurent une entente de restructuration visant le transfert et la cession à la CSGM des intérêts de l'ERC dans le contrat de vente de gaz en question. Cette entente de restructuration prévoit aussi la cession à la CSGM des intérêts de l'ERCL dans la licence GL-136 et autres modifications correspondantes au contrat de vente de gaz en question. De plus, l'entente de restructuration prévoit la cession à la CSGM des intérêts de

l'ERC dans une entente de transport passée avec la TransCanada en date du 9 juillet 1979. La date d'entrée en vigueur de l'accord de restructuration sera le premier jour du mois suivant la date d'approbation par le Gouverneur en conseil du transfert de la licence GL-136. Dans le cas où cette approbation n'aurait pas encore été reçue le 1^{er} septembre 1992, l'une ou l'autre partie peut signifier son intention de résilier l'accord de restructuration.

La CSGM et la TEMCO concluront, à la date de signature définitive de l'accord de restructuration, une entente d'exploitation de la licence GL-136. L'entente d'exploitation actuelle passée entre la ERCL et la TEMCO se terminera à la même date.

Depuis le 31 janvier 1991, aucun volume d'exportation n'a été effectué aux termes de la licence GL-136. Toutes les exportations ont été effectuées conformément à l'ordonnance à court terme d'exportation GO-17-91 délivrée à l'ERC/TEMCO.

5.2 Approvisionnement en gaz naturel

5.2.1 Contrats d'approvisionnement

La CSGM a conclu des contrats d'approvisionnement de gaz avec les dix-huit producteurs suivants : Atlantis Resources Ltd., Barrington Petroleum Ltd., Belview Holdings Ltd., Bow Valley Industries, Canor Energy Ltd., Canadian Natural Resources Limited, Dorset Exploration Ltd., Enron Oil Canada Ltd., Fletcher Challenge Petroleum Inc., Lasmo Canada Inc., Mannville Oil and Gas Limited, Morrison Petroleum Ltd., NuGas Limited, PERL Marketing Limited, Phillips Petroleum Resources Ltd., Rife Resources Ltd., Signalta Resources Limited et Tarragon Oil and Gas Limited. Leur durée de validité court dans certains cas jusqu'au 31 octobre 2002.

Aux termes de ces contrats, chaque producteur a affecté des sites spécifiques à la CSGM. Chaque producteur a aussi garanti que sa société livrerait sa portion respective de la QCQ. Pour mieux assurer à la TEMCO que les obligations contractuelles prévues au contrat d'exportation passé avec la CSGM seront exécutées, la CSGM a pris des dispositions pour que l'Alberta Natural Gas Company Ltd. («ANG») remplisse ses obligations à sa place si elle se trouve dans l'incapacité de le faire.

5.2.2 Réserves

Le tableau 5-1 montre que les chiffres estimatifs de l'Office, en ce qui concerne les réserves établies de la CSGM, sont de 7 % inférieurs à ceux de la CSGM, mais qu'ils sont de 4 % supérieurs au volume proposé. Dans son estimation, la CSGM ne tient pas compte d'un accroissement possible du potentiel des réserves, même si elle en admet la probabilité. L'Office convient qu'une certaine augmentation de potentiel est possible mais il ne perd pas de vue qu'elle pourrait se produire sur des sites pour lesquels la CSGM n'a souscrit aucun contrat d'approvisionnement.

Les réserves pour lesquelles la CSGM a souscrit des contrats d'approvisionnement peuvent être classées comme suit :

- 1) réserves albertaines pour lesquelles la CSGM a soumis une estimation fondée sur la base des données de l'OCREA;
- 2) réserves albertaines non encore inscrites dans la base de données de l'OCREA, mais que la société Liddle Engineering Ltd. a évaluées pour le compte de la CSGM;
- 3) réserves situées en Saskatchewan et dans les Territoires du Nord-Ouest.

Plus de la moitié des réserves pour lesquelles la CSGM a souscrit des contrats appartiennent à la première catégorie. L'Office évalue à $5\,400\,10^6\text{m}^3$ ($191\,10^9\text{pi}^3$) les réserves de la première catégorie souscrites par la CSGM, soit 90 % des réserves estimées par cette dernière pour la même catégorie, l'écart étant principalement attribuable aux estimations des réservoirs Chigwell Mannville et West Cove Nordegg. Les chiffres de l'Office, pour le réservoir Chigwell Mannville, sont d'environ 30 % inférieurs à ceux de l'OCREA, en raison principalement de la moindre valeur attribuée à la productivité nette. En ce qui concerne le réservoir West Cove Nordegg, les chiffres de l'Office sont d'environ 60 % inférieurs à ceux de l'OCREA, principalement en raison de l'écart d'interprétation de la productivité nette et de la superficie du réservoir.

L'Office estime les réserves de la seconde catégorie à $1\,362\,10^6\text{m}^3$ ($48\,10^9\text{pi}^3$), soit 91 % de celles estimées par la CSGM. L'écart réside surtout dans l'estimation des réservoirs Dimsdale Halfway et Nestow Wabamun. L'estimation de la CSGM, pour le réservoir Dimsdale Halfway, est fondée sur les résultats d'un récent programme de forage. Or comme l'Office ne disposait pas des résultats des récents programmes de forages il a dû tenir compte d'un facteur de risque dans son évaluation de ces réservoirs. Dans le cas du réservoir Nestow Wabamun, la différence entre l'estimation de l'Office et celle de la CSGM tient surtout à moindre valeur attribuée par l'Office à la productivité nette du réservoir.

L'Office évalue les réserves des 38 réservoirs de la troisième catégorie à $2\,349\,10^6\text{m}^3$ ($83\,10^9\text{pi}^3$), soit 3 % de plus que le chiffre de la CSGM.

L'Office reconnaît 239 réservoirs répartis sur l'ensemble du territoire de l'Alberta, du sud-ouest de la Saskatchewan et du sud des Territoires du Nord-Ouest. Seulement 38 de ces réservoirs ne sont pas situés en Alberta. Les réservoirs visés dans la demande de la CSGM sont situés dans la plupart des principales zones du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada et sont concentrés dans des zones du crétacé. 93 % des réservoirs de la CSGM ont une capacité inférieure à $100\,10^6\text{m}^3$ ($3,5\,10^9\text{pi}^3$).

Tableau 5-1

Comparaison des estimations des réserves établies de gaz naturel de la CHMI1 par rapport au bolume global demandé

CSGM ¹	ONÉ ²	Volume demandé
9 806	9 111	8 790
(348)	(322)	(310)

1. En date du 1^{er} mai 1992
2. En date du 31 décembre 1990.
3. Correspond aux volumes restants à la date du 1^{er} juillet 1991 pour la licence GL-136 (TEMCO).

En résumé, les chiffres estimatifs de l'Office, en ce qui concerne les disponibilités affectées par contrat à la CSGM, sont relativement inférieurs à ceux de la CSGM, mais légèrement supérieurs au volume proposés pour le contrat d'approvisionnement de la TEMCO.

5.2.3 Capacité de production

La Figure 5-1 compare les prévisions de l'Office et de la CSGM en ce qui concerne la capacité de production, par rapport au volume annuel proposé dans la demande, y compris le gaz utilisé comme combustible. Les prévisions de l'Office indiquent un déficit de la capacité de production dès l'année contractuelle 1996 et des déficiences de plus en plus importantes par la suite. Les prévisions de la CSGM sont très semblables à celles de l'Office, la différence étant que la CSGM ne prévoit pas de déficit avant l'année contractuelle 1997 alors qu'elle prévoit, par la suite, des déficiences plus importantes que celles prévues par l'Office.

La CSGM a souligné que les déficits prévus des réserves qui lui seraient affectées seraient atténués par les garanties d'approvisionnement fournies par chaque producteur. Elle a aussi rappelé qu'elle pourrait soit s'appuyer sur les garanties d'approvisionnement fournies par l'ANG, soit s'approvisionner auprès d'une tierce partie.

5.3 Marché, ententes commerciales et état des autorisations

Les codemandeurs ont demandé que la licence d'exportation de gaz naturel GL-136 soit transférée de ses détenteurs actuels, l'ERCL et la TEMCO, à la TEMCO et la CSGM. La CSGM est un partenariat réunissant la CanStates Energy et la Gas Trading Inc. La CanStates Energy est elle-même l'association de deux partenaires, l'ANG Resource Marketing Ltd. et la 375660 Alberta Ltd. Dans la mesure où les marchés, les modalités de transport et les contrats de vente ne seront pas modifiés par le transfert proposé, et dans la mesure où ils ont été examinés lors de l'audience GH-6-89 en vertu de laquelle la licence GL-136 a été délivrée, l'Office n'a pas l'intention de se pencher sur ces questions dans les présents Motifs de décision.

Pour ce qui est de l'état des autorisations, l'Office prend note de la déposition des codemandeurs à l'effet que le transfert de l'ERC à la CSGM, pour ce qui est de l'approvisionnement en gaz de la TEMCO, ne nécessite aucune action ou confirmation du DOE/FE, ni aucune notification ou autorisation du FERC. Au Canada, la CSGM a présenté à l'OCREA une demande de permis d'enlèvement à long terme. Pour le gaz produit en Saskatchewan, la Bow Valley Industries Ltd. et la Rife Resources Ltd. ont présenté des demandes de permis d'enlèvement à long terme au ministère de l'Énergie et des Mines de la Saskatchewan. Les demandes présentées aux autorités de l'Alerta et de la Saskatchewan étaient toujours en instance au moment de l'audience.

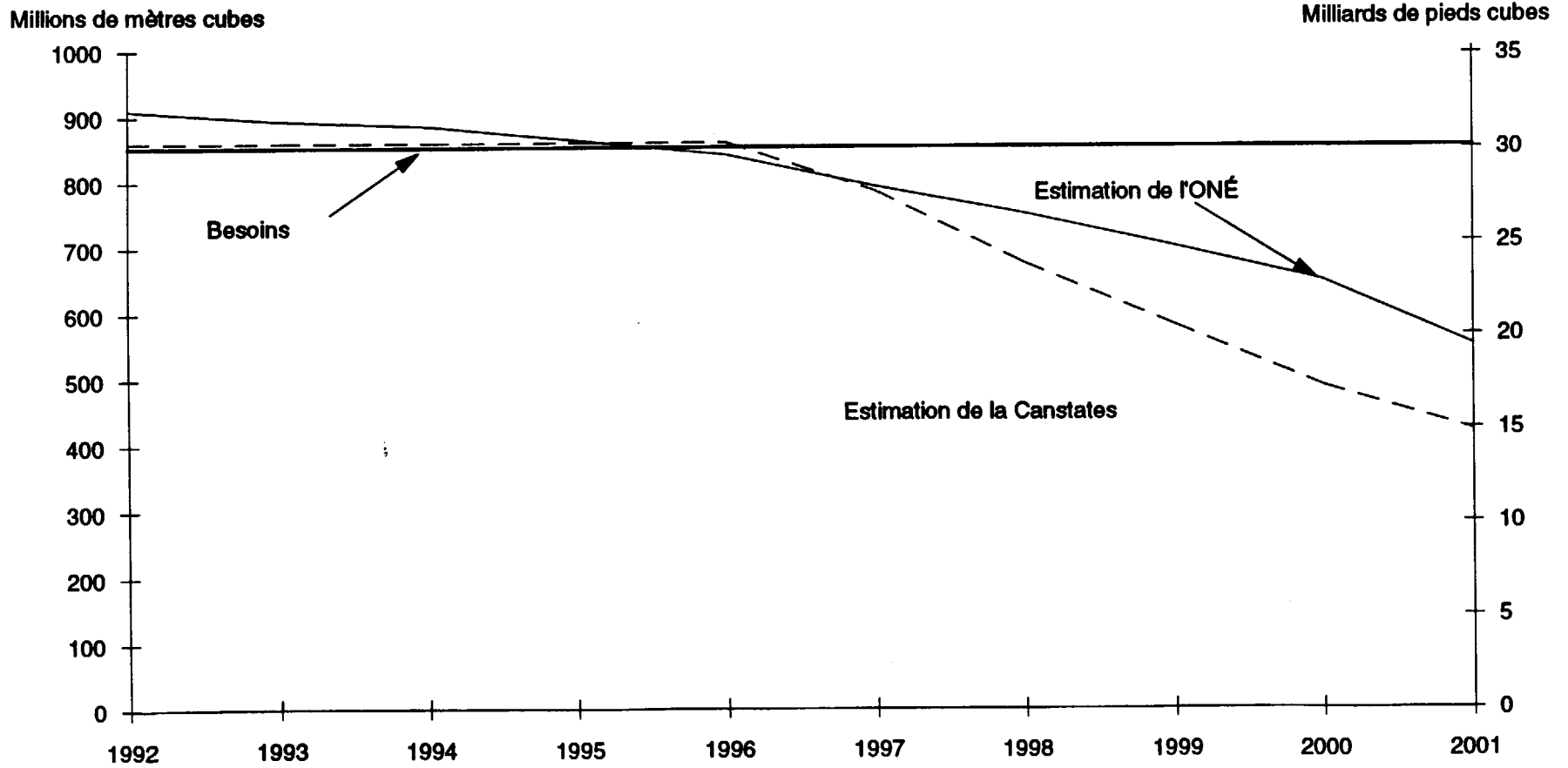
La CSGM et la TEMCO détiennent conjointement une ordonnance à court terme (GO-95-91), en vertu de laquelle elles exportent du gaz depuis le 1^{er} novembre 1991.

5.4 Demande d'approbation aux termes du paragraphe 35(2) des règlements

Dans de leur requête, les codemandeurs ont demandé à l'Office d'autoriser l'ERC, conformément au paragraphe 35(2) des règlements de la partie VI, à céder à la CSGM ses intérêts dans le contrat de vente de gaz existant, daté du 11 décembre 1980, modifié depuis, et d'approuver les modifications proposées dans une entente de modification en date du 30 août 1991, et aux termes de laquelle l'ANG deviendrait partie au contrat de vente de gaz en question. L'ANG fournirait à la TEMCO certaines garanties quant à l'exécution du contrat de vente par la CSGM. L'entente modificatrice prévoit également que l'ANG serait partie au contrat d'exploitation de la licence avec la CSGM et la TEMCO. L'ANG est la société-mère de deux des trois partenaires de la CSGM.

Figure 5-1

CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE L'ONÉ ET DE LA CANSTATES



5.5 Opinion de l'Office

L'Office a établi à sa satisfaction que le déficit de la capacité de production des réserves affectées aux codemandeurs serait atténué par les garanties d'approvisionnement fournies par les producteurs individuels ou par l'ANG. Il estime donc que les disponibilités de gaz de la CSGM sont adéquates.

Les codemandeurs ont demandé que la licence GL-136 détenue par l'ERCL et la TEMCO soit cédée aux sociétés suivantes : Gas Trade Inc., ANG Resource Marketing Ltd. et 375660 Alberta Ltd., associées sous la raison sociale de CanStates Gas Marketing et TEMCO. L'Office considère que la cession proposée équivaut à une extension d'un contrat de gaz qui assure l'approvisionnement de la TEMCO depuis près de 12 ans. Les marchés et les modalités contractuelles demeurent essentiellement inchangés et l'Office estime que, compte tenu de l'accord de restructuration, l'effet de la cession proposée se résumera au remplacement de l'ERCL par la CSGM. Le changement le plus important touchera l'approvisionnement en gaz et, comme il l'a indiqué, l'Office est satisfait du nouveau «portefeuille» d'approvisionnements proposé.

L'Office a également établi à sa satisfaction le bien-fondé de la proposition voulant que l'ERC cède à la CSGM les intérêts qu'elle détient dans le contrat de vente de gaz du 11 décembre 1980, tel que modifié, et il est satisfait des dispositions de l'entente de modification datée du 30 août 1991.

5.6 Décision

L'Office a décidé d'autoriser le transfert de la licence d'exportation de gaz naturel GL-136 à la CSGM/TEMCO de l'ERCL/TEMCO, sous réserve de l'approbation du Gouverneur en conseil. On trouvera à l'Annexe I les conditions auxquelles est assortie la licence en question, y compris la condition voulant que le transfert de la licence prenne effet à la date d'approbation du Gouverneur en Conseil et se termine le 1^{er} novembre 1995, à moins que les exportations prévues à la licence n'aient débuté le 1^{er} novembre 1995 ou avant.

Chapitre 6

Husky Oil Operations Ltd.

6.1 Résumé de la demande

Le 10 décembre 1991, la société Husky a déposé, conformément à la partie VI de la Loi, une demande visant à obtenir une licence d'exportation de gaz naturel, dans laquelle étaient proposées les conditions suivantes:

Période	- 17 ans et 3 mois pouvant débuter dès le 1 ^{er} octobre 1993 mais ne pouvant dépasser le 31 octobre 1995
Point d'exportation	- Huntingdon (Colombie-Britannique)
Quantité quotidienne maximale	- $336 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($13 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$)
Quantité annuelle maximale	- $134 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($4,75 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$)
Quantité totale maximale	- $2 \cdot 307 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($81,9 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$)
Écarts admissibles	- 2% par jour et 2% par année

Les réserves de gaz étayant les exportations proposées proviendraient de champs gaziers situés en Colombie-Britannique. Le gaz serait acheminé par le réseau de la Westcoast jusqu'à la frontière canado-américaine, au point d'exportation de Huntingdon (Colombie-Britannique), et il serait ensuite acheminé par la Cascade Natural Gas Corporation («Cascade») jusqu'à sa destination ultime, une centrale de cogénération située près de Ferndale (Washington).

6.2 Approvisionnement en gaz naturel

6.2.1 Contrats d'approvisionnement

Aucun état des contrats d'approvisionnement en gaz n'était requis puisque la Husky a soumis une liste de réservoirs lui appartenant, à partir desquels elle entend tirer les volumes proposés à l'exportation. L'Office note qu'aucun réservoir spécifique n'a été affecté au projet d'exportation proposé puisque la Husky tirera ses approvisionnements de l'ensemble des réservoirs qu'elle possède en Colombie-Britannique. Pour démontrer que ses disponibilités étaient adéquates, la Husky s'est surtout appuyée sur deux de ces réservoirs, dont il est fait mention dans la demande.

6.2.2 Réserves

Le Tableau 6-1 indique que les chiffres estimatifs de la Husky, en ce qui concerne ses réserves, sont à peu près identiques au chiffre des volumes proposés à l'exportation. Les chiffres estimatifs de l'Office, en ce qui concerne les réserves de la Husky, sont de 17 % inférieurs à ceux de la Husky et de 14 % inférieurs aux volumes proposés à l'exportation.

La Husky compte tirer les volumes proposés à l'exportation des réservoirs de Grassy et de Pocketknife dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Ces deux réservoirs sont situés dans des dolomites fracturées de la formation mississippienne Debolt («Debolt»). Le gaz se trouve dans de larges anticlinaux formés au cours de la phase laramienne. Il y a de l'eau au-dessous des deux réservoirs mais on ne sait pas encore si les nappes aquifères sont actives. La Husky a indiqué la possibilité de réserves supplémentaires de gaz dans les sables Halfway du Trias, mais sa demande ne porte que sur les réserves de la zone de Debolt.

Tableau 6-1
Comparaison des estimations des réserves établies de gaz naturel de la CHMI1
par rapport au volume global demandé

Husky ¹	ONÉ ¹	Volume demandé
2 383	1 980	8 790
(84,2)	(69,9)	(81,9)

1. En date du 31 décembre 1991.

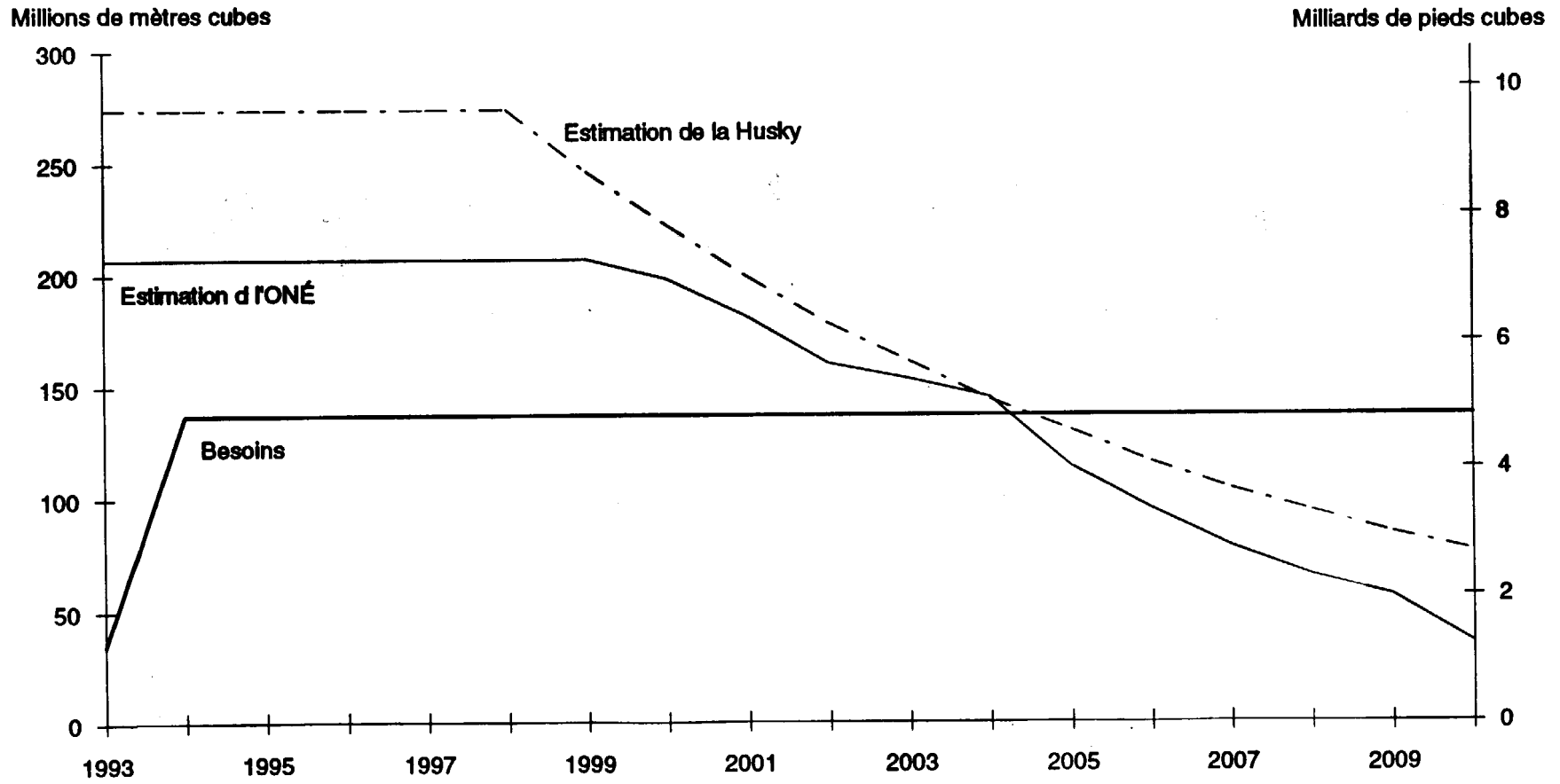
Selon l'estimation des réserves totales déposée par la Husky, ses réserves prouvées seraient de $1\,235,4 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($43,6 \times 10^9 \text{ pi}^3$), ses réserves probables de $530,3 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($18,7 \times 10^9 \text{ pi}^3$) et ses réserves potentielles de $617,7 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($21,8 \times 10^9 \text{ pi}^3$). La Husky a attribué un facteur de risque technique de 25 % à son estimation des réserves probables et de 50 % à son estimation des réserves potentielles. L'estimation de l'Office est de $1\,272 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($44,9 \times 10^9 \text{ pi}^3$) pour les réserves prouvées et de $707,9 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($25 \times 10^9 \text{ pi}^3$) pour les réserves probables. L'Office considère comme réserves probables les réserves désignées par la Husky comme probables et potentielles. L'Office a donc attribué un facteur de risque de 50 % à ces réserves.

La Husky a indiqué son intention de forer un puits supplémentaire dans chacun des réservoirs en 1993 afin de vérifier son estimation des réserves probables et potentielles. On ne s'attend pas à ce que les réservoirs entrent en production avant l'année 1993.

Dans le réservoir de Grassy, la Husky a reconnu qu'une zone de 210 ha autour du puits de découverte c-32-E contenait des réserves prouvées de $707 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($25 \times 10^9 \text{ pi}^3$). Elle a estimé qu'une deuxième zone de 210 ha autour du puits foré mais non vérifié d-53-E contenait des réserves probables de $530,3 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($18,7 \times 10^9 \text{ pi}^3$). On a attribué au reste de cette formation des réserves potentielles de $353,5 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($12,5 \times 10^9 \text{ pi}^3$). Pour sa part, l'Office a reconnu une zone totale de 400 ha pour les deux puits, avec des réserves prouvées de $911 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($32,2 \times 10^9 \text{ pi}^3$), et il a attribué des réserves probables de $304 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($10,7 \times 10^9 \text{ pi}^3$) au reste de la formation.

Figure 6-1

CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE HUSKY ET DE L'ONÉ



La comparaison de ces estimations du réservoir Grassy indique que les réserves estimatives obtenues par l'Office correspondent à 72 % de celles de la Husky. Cet écart est surtout attribuable aux différences entre les estimations de la productivité nette. La Husky a appliqué aux zones affectées une valeur de productivité nette égale à la moyenne approximative des deux puits, tandis que l'Office a cartographié le réservoir et calculé que sa productivité nette moyenne était de 25 % inférieure à celle calculée par la Husky.

Dans le réservoir de Pocketknife, la Husky a reconnu qu'une zone de 210 ha autour du puits de découverte d-56-E contenait des réserves prouvées de $528,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($18,7 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) et qu'une seconde zone de 210 ha contenait des réserves potentielles de $264,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($9,3 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$). Pour sa part, l'Office a reconnu qu'une zone de 200 ha autour du puits contenait des réserves prouvées de $361,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($12,8 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$), et il a attribué des réserves probables de $403,8 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($14,3 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) au reste de la formation.

La comparaison de ces estimations des réserves du réservoir Pocketknife indique que les chiffres de l'Office sont de 11 % supérieurs à ceux de la Husky. Cette écart tient à ce que l'Office a attribué 757 ha de superficie au réservoir, comparativement aux 420 ha attribués par la Husky. Cette différence est quelque peu atténuée par le fait que la productivité nette moyenne estimée par l'Office est d'environ 30 % inférieure à celle estimée par la Husky.

L'Office reconnaît que l'attribution d'un facteur de risque de 50 % à des réserves probables peut sembler excessivement prudent. L'Office convient avec la Husky que la région présente peu de risques au plan géologique étant donné qu'elle a fait l'objet de relevés sismographiques et que les rapports eau-gaz sont connues. Le seul risque tient au potentiel gazier des puits qui seront forés dans les secteurs non encore explorés. Comme la formation se situe dans une bande étroite parallèle aux failles de compression, la fracturation constatée dans les puits forés devrait se retrouver dans les secteurs qui n'ont pas encore été forés. Cette fracturation tend à accroître la productivité et à réduire le risque d'improductivité. Par conséquent, les chiffres estimatifs des réserves obtenus par l'Office pourraient être révisés à la hausse.

En résumé, les chiffres estimatifs de l'Office, pour ce qui est des réserves, sont inférieurs à ceux de la Husky et sont moindres que le volume proposé à l'exportation. Cela tient surtout au fait que l'Office a utilisé des facteurs de risque, des zones de superficie moindre et des valeurs de productivité nette inférieures à celles de la Husky. L'Office reconnaît que son estimation actuelle des réserves établies pourraient être révisée à la hausse par un développement accru des deux réservoirs visés par la demande. L'Office note que la Husky a déposé une garantie d'approvisionnement fondée sur ses réserves de gaz non affectées en Colombie-Britannique, pour pallier à toute déficience de production.

6.2.3 Capacité de production

La Figure 6-1 compare les prévisions de l'Office et de la Husky, en ce qui concerne la capacité de production, par rapport au volume annuel proposé, y compris le gaz utilisé comme combustible. L'Office et la Husky prévoient tous les deux qu'il y aura déficit de la capacité à compter de l'an 2005 environ, déficit qui augmentera progressivement par la suite.

L'Office note que la Husky compte mettre à contribution l'ensemble de ses disponibilités, y compris d'autres réserves du secteur Grassy/Pocketknife, pour pallier à ses déficits éventuels. À cet égard, la Husky a déposé un bilan global de l'offre et de la demande qui indique qu'une offre suffisante serait disponible pour toute la période visée par la demande. Elle a aussi indiqué que ses disponibilités dans leur ensemble s'accroîtraient grâce à ses activités d'exploration et de mise en valeur.

6.3 Marché, ententes commerciales et état des autorisations

6.3.1 Marché

Les exportations de gaz proposées serviraient à l'alimentation d'une centrale de cogénération de 245 MW projetée près de Ferndale (Washington). Cette centrale serait située près de la raffinerie de BP Exploration & Oil Inc. («BPOI»), sur un terrain zoné pour industries à impact élevé. La raffinerie de BPOI, l'acheteur de l'énergie thermique produite par la centrale, se servirait de cette énergie pour ses importants besoins de vapeur.

La Puget Sound Power & Light Company («Puget»), l'acheteur d'électricité, produit, achète, transporte, distribue et vend de l'électricité dans le Nord-Ouest des États-Unis. La Puget dessert une population estimée à 1,7 million de personnes. En 1990, sa capacité nette de pointe était d'environ 4 743 MW.

La Bonneville Power Administration («BPA») a émis une alerte à l'effet que la région du Puget Sound risque de connaître de sérieux problèmes d'alimentation en énergie électrique. Selon la BPA, si la demande continue de croître, le réseau d'électricité de la région pourrait être surchargé dans des conditions hivernales normales. L'économie d'énergie, la gestion de la demande et l'acquisition de nouvelles installations de transport et de production feront toutes partie de la solution à long terme pour répondre aux besoins d'électricité de la région de Puget Sound et aux craintes de pannes régionales formulées par la BPA.

Au moment de l'audience, la Tenaska Washington Partners («Tenaska») et la Chase Manhattan Bank mettaient la dernière main aux modalités de financement de la centrale. On s'attend à ce que toutes les ententes de financement soient conclues en mai 1992 et que la centrale de cogénération sera mise en service le 10 octobre 1993.

L'installation de cogénération a obtenu le statut d'IA aux termes de la PURPA. Une demande de pleine attestation a été déposée auprès de la FERC afin de satisfaire aux exigences de la Chase Manhattan Bank. La Husky et Petro-Canada, autre fournisseur de la centrale, se sont engagés à déposer auprès de l'Office la preuve de cette attestation dès qu'elle aura été obtenue.

L'installation utiliserait du gaz naturel comme combustible primaire et du mazout n° 2 comme combustible d'appoint. On s'attend à ce qu'elle fonctionne à un taux de capacité électrique de 90 %.

6.3.2 Transport

Les exportations de gaz proposées proviendraient de la Colombie-Britannique. Elles seraient acheminées sur le réseau de la Westcoast depuis les zones d'approvisionnement de la Husky jusqu'à la frontière canado-américaine, à Huntingdon (Colombie-Britannique). La Husky et la Westcoast assureraient le transport des volumes proposés à l'exportation dans le cadre de contrats de service garanti par lesquels elles sont déjà liées. Aucune nouvelle installation n'est requise sur le réseau Westcoast.

La Cascade acheminerait le gaz du point d'importation de Sumas (Washington) jusqu'au point de réception de la centrale de cogénération. La Tenaska et la Cascade ont conclu une entente de transport garanti d'une durée de 20 ans.

La Cascade améliorera son réseau pipelinier pour qu'il soit en mesure d'assurer le transport des volumes proposés, qui nécessite la construction d'une conduite de 20 po de diamètre et de trois milles de longueur pour relier les réseaux de la Cascade et de la Westcoast, à la frontière canado-américaine, près de Sumas (Washington). De plus, la Cascade construira et exploitera une conduite de 20 po et de six milles de longueur pour relier son réseau à la centrale de cogénération. La Cascade a déposé auprès de la FERC, de la Washington State Public Service Commission et du

Washington Department of Ecology and Corps of Engineers toutes les demandes d'autorisation nécessaires à la construction et à l'exploitation des deux conduites. Les approbations définitives de ces organismes n'avaient pas été reçues au moment de l'audience.

6.3.3 Contrat de vente de gaz

Le 4 novembre 1991, les sociétés Husky et Tenaska ont conclu un contrat d'achat de gaz qui permettra à la Tenaska de vendre jusqu'à 12 350 GJ (13 000 10⁶ BTU) par jour. Les livraisons prévues au contrat doivent débiter au plus tard le 1^{er} novembre 1995 et se poursuivre jusqu'au 31 décembre de la dix-septième année suivant le début de l'exploitation commerciale de la centrale de cogénération, ou jusqu'au 31 décembre 2011, selon la première des deux dates.

Le prix prévu au contrat, pour l'année civile 1993, est de 1,81 \$US/GJ (1,90 \$US/10⁶ BTU), avec majoration annuelle de 5 % pour le reste de la durée du contrat. Au début des activités commerciales, le prix contractuel serait assujéti à des droits liés à la demande (composante-demande) et à des droits liés au produit (composante-produit). La composante-demande serait égale à 20 % du prix contractuel et serait calculée en fonction de l'entière QCQ. Selon la Husky, la composante-demande serait établie à 0,43 \$CAN/GJ (0,45 \$CAN/10⁶ BTU) pour la première année du contrat. Les droits provisoirement appliqués par la Westcoast pour le transport des volumes d'exportation proposés entre l'usine de Taylor et Huntingdon (Colombie-Britannique) seraient de 0,26 \$CAN/GJ (0,27 \$CAN/10⁶ BTU). La composante-produit équivaldrait à 80 % du prix contractuel pour tous les volumes enlevés.

Husky estime que le prix contractuel qui aurait été en vigueur aux termes de ce contrat à la frontière de la Colombie-Britannique en date du 1^{er} janvier 1992 aurait été de 2,02 \$CAN/GJ (2,13 \$CAN/10⁶ BTU). Elle a calculé ce prix en réduisant le prix de 1993 inscrit au contrat, 1,81 \$US/GJ (1,90 \$US/10⁶ BTU), du taux de majoration annuelle de 5 %.

Le contrat stipule que les enlèvements mensuels minimaux devront être de 80 % de la QCQ multipliée par le nombre de jours compris dans le mois. Si la Tenaska n'enlève pas la quantité mensuelle minimale prévue, elle devra payer des frais d'enlèvement déficitaire imposés sur la différence entre ses enlèvements effectifs et le niveau minimal de 80 %. Cette composante-déficit est calculée en déduisant le cours du disponible de la composante-produit prévue au contrat. Le cours du disponible est défini comme la cote du gaz à la frontière canadienne citée par la Northwest, et figurant dans *Inside F.E.R.C.'s Gas Market Report*.

6.3.4 Entente d'achat d'électricité

La vente d'électricité produite à la centrale de cogénération se ferait dans le cadre de l'entente d'achat garanti d'électricité conclue le 20 mars 1991 entre la Puget et la Tenaska. L'entente d'achat d'électricité expire le 31 décembre de la dix-septième année suivant la date du début de l'exploitation commerciale de la centrale, ou le 31 décembre 2011, selon la première des deux dates. L'entente peut être reconduite pour une période maximale de huit ans. Une copie éditée de l'entente d'achat d'électricité a été déposée auprès de l'Office. La Washington Utilities and Transportation Commission a approuvé cette entente.

L'entente d'achat a été conçue de façon à encourager la Tenaska à exploiter la centrale au taux d'utilisation le plus élevé possible. Les achats prévus sont de 215 MW d'énergie annuelle moyenne et de 245 MW de capacité garantie. La capacité énergétique prévue est limitée à 215 MW afin de permettre à la Puget de coordonner la production de la centrale avec la production hydroélectrique.

Le prix de l'électricité est négocié et peut différer du taux qui serait normalement exigible aux termes de la PURPA. Le prix inclut un taux partiellement nivelé qui se traduit par un prix contractuel supérieur aux taux non nivelés durant certaines parties de la période d'exploitation. La Puget peut réduire ses achats durant le mois de mai vu la réduction de la demande et la hausse des disponibilités hydroélectriques. C'est d'ailleurs pourquoi l'entretien de la centrale sera effectué en mai. La Puget sera le concepteur, le propriétaire et le responsable de l'amélioration de la ligne de transport d'électricité requise pour l'alimentation de la centrale.

6.3.5 Entente de vente d'énergie thermique

Au moment de l'audience, la Tenaska n'avait pas encore conclu ni déposé auprès de l'Office une entente de vente d'énergie thermique. Husky et Petro-Canada ont indiqué que le document de l'entente en était à sa version définitive et qu'il avait été envoyé à Londres aux fins de signature par les autorités de la British Petroleum. La Tenaska est convaincue que l'entente sera signée sous peu, puisque la BP Resources Canada Limited est devenue l'un des fournisseurs en gaz du projet. La Husky s'est engagée à déposer auprès de l'Office une copie écrite de l'entente de vente d'énergie thermique dès qu'elle serait signée.

La raffinerie de la BPOI affiche une demande de vapeur supérieure à la demande minimale requise pour obtenir le statut d'installation admissible en vertu de la PURPA. Les livraisons minimales de vapeur proposées garantiront le maintien du statut d'IA de la centrale de cogénération. Le coût de la vapeur excédant le volume minimal prévu au statut d'IA serait inférieur aux coûts évités de vapeur de la BPOI de façon à inciter la raffinerie à acheter cette énergie.

6.3.6 État des autorisations

Le 31 janvier 1992, la Husky a déposé auprès du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique («EMPR») une demande de permis d'enlèvement. La décision d'EMPR était en instance au moment de l'audience.

Le 22 novembre 1991, la Tenaska a déposé auprès du DOE/FE une demande d'autorisation d'importation. Les autorisations obtenues par la Cascade pour l'extension de ses installations sont décrites à la section 6.3.2 des présents Motifs de décision.

6.4 Opinion de l'Office

Bien que selon son estimation, les réserves du demandeur sont quelque peu inférieures aux volumes demandés, l'Office reconnaît que son estimation actuelle des réserves du secteur Grassy/Pocketknife pourrait être révisée à la hausse. Compte tenu des données de réservoir spécifiques déposées et d'indications de disponibilités additionnelles dans d'autres réserves de ce secteur, l'Office a établi à sa satisfaction que la Husky dispose d'approvisionnements en gaz adéquats.

L'Office a établi à sa satisfaction que l'entente contractuelle passée entre la Husky et la Tenaska a été négociée dans des conditions de concurrence normales. L'Office a aussi établi à sa satisfaction que les exportations proposées permettront le recouvrement de la totalité des frais fixes de transport sur le réseau de la Westcoast. L'Office note que la composante-demande a été établie à 20 % du prix contractuel courant pour la totalité de la QCQ.

Le contrat comprend une clause de majoration annuelle fixe de 5 %. L'Office considère que cette clause permettra au prix d'être adapté aux fluctuations du marché, étant donné qu'il existe des liens contractuels directs entre les autres contrats passés pour l'exécution du projet et le contrat de vente de gaz.

De plus, l'Office estime que l'obligation de payer une composante-demande et la clause d'enlèvement mensuel minimal de 80 % garantiront un taux d'enlèvement élevé. La Husky a estimé que le taux d'utilisation de la capacité prévue sera entre 73 % et 91,5 %. L'Office considère cette estimation comme raisonnable.

Étant donné que la Husky est le seul fournisseur et le propriétaire du gaz proposé à l'exportation, la présente demande n'a pas nécessité de preuve du soutien des producteurs.

L'Office a établi à sa satisfaction que la période de validité proposée dans la demande est raisonnable compte tenu des approvisionnements disponibles et des ententes contractuelles fournies à l'appui de la demande.

Pour ce qui est des autorisations en instance, l'Office est d'avis que les procédures de demande sont suffisamment avancées et il ne prévoit pas de difficultés à cet égard.

Enfin, la Husky avait initialement proposé des écarts admissibles quotidiens et mensuels de deux pour cent. L'écart admissible normalisé accordé par l'Office est de dix pour cent par jour et de deux pour cent par année. La Husky a indiqué que ces écarts admissibles seraient acceptables.

6.5 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Husky, sous réserve de l'approbation du Gouverneur en conseil. On trouvera à l'Annexe I les modalités et conditions de la licence, y compris la condition voulant que la licence prenne effet à la date des premières livraisons prévues et se terminera le 1^{er} novembre 1995, à moins que les exportations prévues ne débutent le 1^{er} novembre 1995 ou avant, auquel cas la licence se terminera 17 ans et trois mois après le début de la période de validité de la licence, ou le 31 décembre 2011 au plus tard.

Chapitre 7

Petro-Canada

7.1 Résumé de la demande

Le 28 novembre 1991, Petro-Canada déposait, conformément à la partie VI de la Loi, une demande en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel, dans laquelle étaient proposées les modalités suivantes :

Période	- débutant le 1 ^{er} octobre 1993 et se terminant le 31 décembre de la 17 ^e année suivant le début de l'exploitation commerciale de la centrale de cogénération, ou le 31 décembre 2011, selon la plus première des deux dates.
Point d'exportation	- Huntingdon (Colombie-Britannique)
Quantité quotidienne maximale	- 409,6 10 ³ m ³ (14,1 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	- le produit de nombre de jours durant la période de douze mois multiplié par 409,6 10 ⁶ m ³ (14,1) 10 ⁹ pi ³)
Quantité totale maximale	- 2 580,9 10 ⁶ m ³ (91,9 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	- 10% par jour et 2% par année - ajustements dus à des variations du taux de conversion réel

Les réserves de gaz étayant les exportations proposées proviendraient de réservoirs situés en Colombie-Britannique. Le gaz serait acheminé par le réseau de la Westcoast jusqu'à la frontière canado-américaine, à Huntingdon (Colombie-Britannique); il serait ensuite acheminé sur le réseau de la Cascade pour être livré à une centrale de cogénération située près de Ferndale (Washington).

7.2 Approvisionnement en gaz naturel

7.2.1 Contrats d'approvisionnement

Aucun contrat d'approvisionnement en gaz n'était requis puisque Petro-Canada entend s'approvisionner à des réservoirs non affectés dont elle est propriétaire en Colombie-Britannique, dont les cinq réservoirs de Klua Pine Point («Klua») qui figuraient dans l'information présentée par Petro-Canada pour montrer qu'elle disposait de réserves suffisantes pour le projet d'exportation proposé. Une partie des réserves de ces réservoirs assurera aussi les besoins d'approvisionnement correspondant à un contrat visant le marché captif de l'Île de Vancouver («contrat de l'Île de Vancouver»), conclu entre Petro-Canada et la Centra Gas British Columbia Inc. Le contrat de l'Île de Vancouver porte sur l'approvisionnement d'une QQM de 85 10³ m³ (3 10⁶ pi³) pendant 15 ans.

Dans le contrat de vente de gaz correspondant aux exportations proposées, Petro-Canada garantit qu'elle dispose ou qu'elle disposera de réserves ou d'une capacité de livraison suffisantes pour lui permettre de s'acquitter de ses obligations contractuelles. L'article IV du contrat de vente précise qu'elle pourra être appelée à affecter des réserves spécifiques pour l'exécution de ce contrat si sa valeur nette tombe au-dessous du seuil des 178 millions de dollars canadiens (150 millions \$US). Dans son rapport annuel de 1991, Petro-Canada affichait une valeur nette de 2,5 milliards de dollars canadiens (2,1 milliards \$US).

7.2.2 Réserves

Le Tableau 7-1 montre que les chiffres estimatifs de l'Office, en ce qui concerne les réserves établies des réservoirs de Klua, sont de 11 % inférieurs à ceux de Petro-Canada et de 3 % inférieurs au volume proposé à l'exportation. Toutefois, les chiffres de l'Office sont de 22 % inférieurs à ceux de Petro-Canada pour ce qui est des besoins de cette dernière à l'égard des réserves de Klua si on inclut les engagements souscrits pour le contrat de l'Île de Vancouver.

Tableau 7-1
Comparaison des estimations des réserves établies de gaz naturel de Petro-Canada
par rapport au volume global demandé

Petro-Canada	ONÉ ¹	Volume demandé
2 826	2 504	2851 ²
(100)	(88)	(91)

1. En date d'octobre 1991.

2. En plus du volume proposé, Petro-Canada est autorisée, aux termes du contrat de l'Île de Vancouver, à vendre un maximum de 465 10⁶ m³ de gaz provenant de ces réservoirs.

La différence d'estimation des réserves tient à ce que l'Office et Petro-Canada ont affecté des valeurs différentes aux paramètres de quatre des cinq réservoirs. Dans le cas du réservoir a-76-J/94-J-8, l'estimation de l'Office, en ce qui concerne la production nette prouvée, a donné un chiffre de 40 % inférieur à celui de Petro-Canada. Pour le réservoir a-72-J/94-J-8, le chiffre de l'Office est de 77 % supérieur à celui de Petro-Canada. Les chiffres estimatifs de l'Office, en ce qui concerne les taux de récupération des réservoirs b-97-J/94-J-8 et a-6-B/94-J-9 sont d'environ 12 % inférieurs à ceux de Petro-Canada. Cette différence est surtout due à la prise en compte des problèmes éventuels de production d'eau de la nappe aquifère sous-jacente. En plus du taux de récupération moindre, l'estimation de l'Office, en ce qui concerne la porosité du réservoir a-6-B/94-J-9, a donné un chiffre de 28 % inférieur à celui estimée par Petro-Canada. Cependant, l'Office reconnaît que son estimation des réserves pourrait être révisée à la hausse, à condition qu'il n'y ait pas de problèmes de production d'eau.

7.2.3 Capacité de production

La Figure 7-1 compare les prévisions de l'Office et de la Husky en ce qui concerne la capacité de production, par rapport à l'ensemble des besoins auxquels doivent répondre les réservoirs de Klua, y compris les besoins assurés par le contrat de l'Île de Vancouver. Petro-Canada a estimé sa capacité de production à environ 400 10⁶ m³ (14,1 10⁹ pi³) par année, la limite actuellement autorisée par l'EMPR, pour toute la période visée par la demande. En comparaison, les prévisions de l'Office indiquent que la capacité de production serait équivalente à ou proche de la limite admissible au

cours des premières années du contrat, mais qu'elle déclinerait progressivement et serait déficitaire à compter de l'an 2003 environ. Petro-Canada a indiqué que sa capacité de livraison pourrait être augmentée par l'achat de gaz à des tiers, la désaffectation du gaz affecté à la CanWest ou d'éventuelles activités d'exploration et de développement en Colombie-Britannique. Pour démontrer qu'elle serait en mesure de pallier à ses déficiences éventuelles, Petro-Canada a soumis un bilan de l'offre et de la demande qui démontre que ses disponibilités non affectées en Colombie-Britannique lui permettraient de s'acquitter de ses engagements contractuels.

7.3 Marché, ententes commerciales et état des autorisations

7.3.1 Marché

Les sections 6.3.1, 6.3.4 et 6.3.5 décrivent le marché et les contrats d'achat d'électricité et de vente d'énergie thermique conclus par la Tenaska.

7.3.2 Transport

Les volumes de gaz proposés à l'exportation proviendraient de divers champs du nord-est de la Colombie-Britannique. Ils seraient acheminés par le réseau de la Westcoast jusqu'au point d'exportation de Huntingdon (Colombie-Britannique). Petro-Canada a conclu une entente de service garanti avec la Westcoast pour la collecte, le traitement et l'acheminement des volumes proposés à l'exportation.

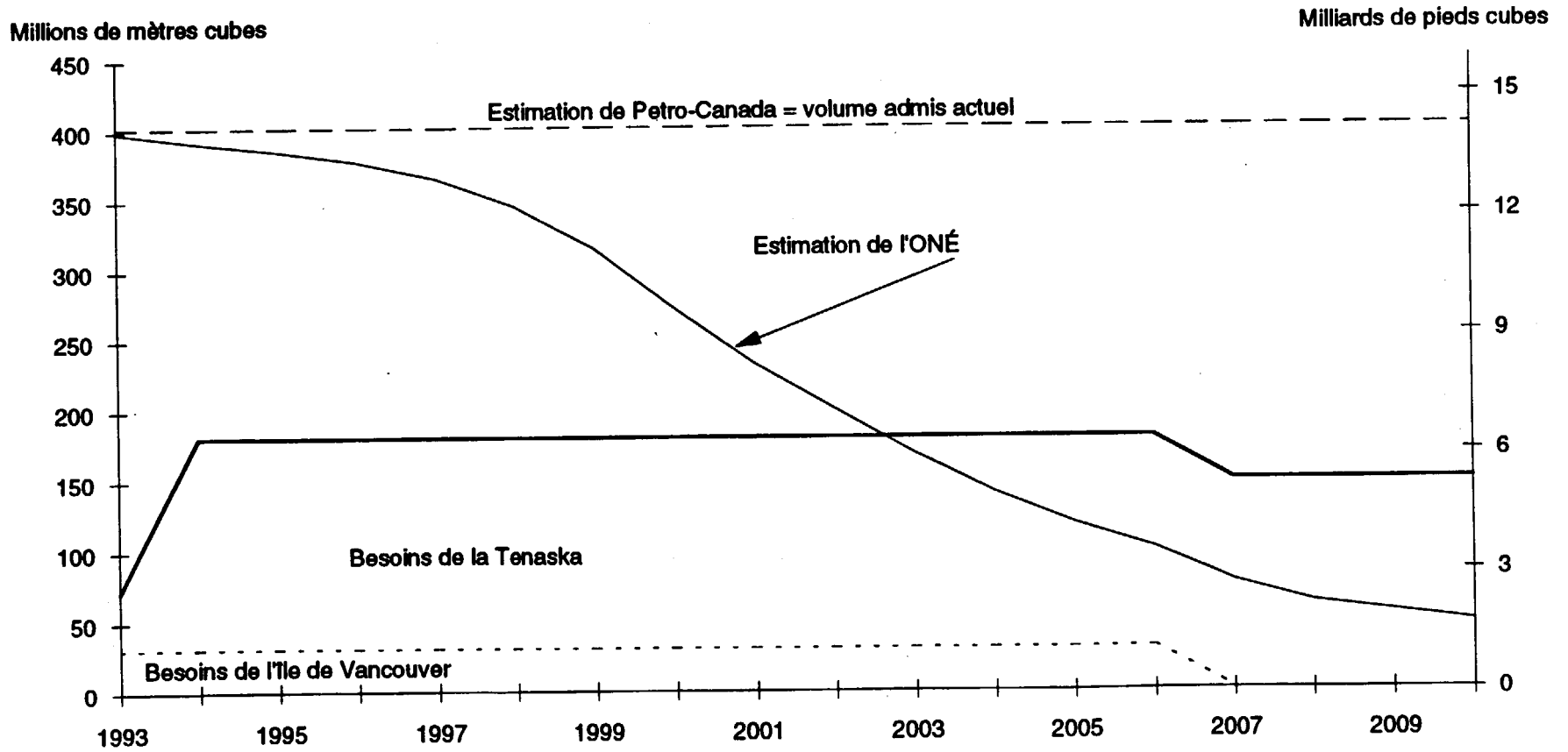
À la frontière canado-américaine, le gaz serait vendu à la Tenaska et acheminé jusqu'à son point de livraison ultime, la centrale de cogénération de Ferndale (Washington). Les dispositions de transport prises par la Tenaska sont décrites à la section 6.3.2 des présents Motifs.

7.3.3 Contrat de vente de gaz

Petro-Canada et la Tenaska ont conclu un contrat de gaz en date du 29 juillet 1991, modifié depuis, assurant l'approvisionnement d'une quantité maximale de 14 250 GJ (15 000 10⁶ BTU) par jour. Les livraisons doivent débiter au plus tard le 1^{er} novembre 1995 et se terminer le 31 décembre de la dix-septième année suivant le début de l'exploitation commerciale de la centrale de cogénération, ou jusqu'au 31 décembre 2011, selon la première des deux dates. Le contrat accorde à la Tenaska le droit de mettre fin à l'entente moyennant préavis de 60 jours advenant la résiliation du contrat d'achat d'électricité.

La Tenaska pourra, à compter de la troisième, de la quatrième ou de la cinquième année du contrat, réduire jusqu'à concurrence de 33 % la QCQ prévue, moyennant préavis d'un an. De plus, la Tenaska pourra réduire la QCQ à zéro durant le mois de mai, alors que les ventes d'électricité seront probablement réduites.

Figure 7-1
**CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE
 COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE L'ONÉ
 ET DE PETRO-CANADA**



Le prix contractuel est déterminé par deux composantes à pondération égale. La première composante est établie à 136 % du cours moyen pondéré du disponible à Sumas (Washington) et à Opal (Wyoming). Cette composante est limitée par un prix plafond de 1,95 \$US/GJ (2,05 \$US/10⁶ BTU) en 1993 assujetti à un taux d'indexation de 8,25 % par année et par un prix plancher de 1,95 \$US/GJ (2,05 \$US/10⁶ BTU) assujetti à un taux d'indexation de 4 % par année. La seconde composante est établie au prix fixe, à compter d'octobre 1993, de 1,90 \$US/GJ (2,00 \$US/10⁶ BTU), ce prix étant assujetti d'un taux d'indexation de 0,5 % par mois.

Une proportion de 35 % du prix contractuel est présumée représenter la composante-demande, tandis que le reste représente la composante-produit. La composante-demande mensuelle est le produit de la composante-demande de la QCQ par mois. La composante-demande a été estimée à 0,67 \$US/GJ (0,70 \$US/10⁶ BTU) pour la première année du contrat. Le prix estimatif qui aurait été en vigueur aux termes de ce contrat à la frontière de la Colombie-Britannique en date du 1^{er} janvier 1992 aurait été de 2,09 \$CAN/GJ (2,20 \$CAN/10⁶ BTU).

Le contrat de vente stipule que le taux d'enlèvement mensuel minimal de la Tenaska doit être de 80 % de la QCQ par mois. Dans le cas où le taux d'enlèvement minimal ne serait pas atteint, la Tenaska devrait payer des frais d'enlèvement déficitaire. Ces frais seraient calculés en fonction de la différence entre la composante-produit du prix contractuel et le cours du disponible pour le mois en question.

Le prix moyen pondéré du disponible utilisé pour le calcul du prix contractuel et des frais d'enlèvement déficitaire est assujetti à la procédure d'arbitrage «de type baseball».

7.3.4 État des autorisations

Le 20 novembre 1991, Petro-Canada a déposé une demande de permis d'enlèvement auprès de l'EMPR. Petro-Canada a aussi demandé l'obtention d'une autorisation d'acquisition auprès de la British Columbia Petroleum Corporation. Les deux décisions étaient en instance au moment de l'audience.

Aux États-Unis, la Tenaska a déposé, en date du 6 août 1991, une demande d'autorisation d'importer à long terme. La décision des autorités américaines était en instance au moment de l'audience. Comme il est indiqué à la section 6.3.2 des présents Motifs, la Cascade a demandé des autorisations fédérales et étatiques distinctes pour la construction et l'exploitation de ses nouvelles installations pipelinères.

7.4 Opinion de l'Office

Selon l'estimation de l'Office, les réserves des réservoirs spécifiques soumis par Petro-Canada à l'appui de sa demande sont légèrement inférieures au volume global proposé à l'exportation. Selon l'estimation de l'Office, les réserves de ces réservoirs sont de 22 % inférieures aux besoins totaux des marchés à approvisionner. De plus, l'évaluation de l'Office, en ce qui concerne la capacité de production de Petro-Canada, indique que celle-ci ne suffirait pas à répondre aux besoins prévus durant la dernière partie de la période d'exportation proposée. L'Office a examiné les éléments de preuve déposés par Petro-Canada quant aux disponibilités non affectées qu'elle possède en Colombie-Britannique et il est d'avis qu'elle pourrait pallier aux déficiences éventuelles de sa capacité de production au moyen de ces disponibilités non affectées. Par conséquent, l'Office a établi à sa satisfaction que les disponibilités de gaz du demandeur suffiraient à assurer les exportations proposées.

L'Office est d'avis que le contrat de vente conclu entre Petro-Canada et la Tenaska a été négocié dans des conditions de concurrence normales. Il note que l'attribution d'un taux de 35 % du prix contractuel à la composante-demande se traduira, la première année, par une composante-demande estimée à 0,78 \$CAN/GJ (0,82 \$CAN/10⁶ BTU). Le taux de

transport provisoire actuel de la Westcoast pour les volumes proposés à l'exportation serait d'environ 0,26 \$CAN/GJ (0,27 \$CAN/10⁶ BTU). Par conséquent, l'Office a établi à sa satisfaction que le contrat permettrait le recouvrement des frais fixes associés à l'acheminement du gaz au Canada.

L'Office a également établi à sa satisfaction que la formule de tarification prévue au contrat aura pour effet de garantir que celui-ci demeurera adapté aux fluctuations du marché et qu'il sera viable pour toute sa période de validité. La formule prévoit une fourchette délimitée par un prix plancher et un prix plafond, à l'intérieur de laquelle se situe un prix basé sur le cours du disponible majoré d'une valeur d'indexation. De plus, l'Office a établi à sa satisfaction que le niveau des enlèvements serait raisonnable au cours de la durée de validité du contrat, étant donné la clause d'achat mensuel minimal, le caractère concurrentiel de la formule de tarification et les engagements de la Tenaska en matière de production d'électricité et de vapeur. Petro-Canada a estimé que le taux d'utilisation annuel de la capacité proposée à la Tenaska serait de 90 %. L'Office est d'avis que, compte tenu des dispositions prévues dans le contrat de vente, il est raisonnable de prévoir un taux d'utilisation de 90 % de la capacité souscrite.

Pour ce qui est du soutien des producteurs, l'Office note que le gaz requis pour les exportations proposées proviendrait de réserves situées en Colombie-Britannique qui appartiennent à Petro-Canada et sont exploitées et contrôlées par elle. Il n'y avait donc pas lieu de soumettre de preuves du soutien des producteurs.

Petro-Canada a demandé que lui soit accordée une licence dont la période débiterait au plus tard le 1^{er} novembre 1995 et se terminerait le 31 décembre de la 17^e année suivant le début de l'exploitation commerciale de la centrale de cogénération, ou le 31 décembre 2011, selon la première des deux dates. L'Office a établi à sa satisfaction qu'il s'agit d'une période de validité adéquate compte tenu des disponibilités de gaz et des ententes commerciales présentées à l'appui de la demande.

Pour ce qui est des autorisations en instance des organismes de réglementation de la Colombie-Britannique, du FERC et des organismes de réglementation des États américains, l'Office reconnaît que les procédures sont suffisamment avancées et il ne prévoit pas de difficultés à cet égard.

Enfin, Petro-Canada a demandé que l'Office assortisse la licence une condition stipulant que tous les volumes passant par Huntingdon (Colombie-Britannique) seront calculés sur la base d'un facteur de conversion calorifique de 38,62 MJ/m³. Petro-Canada s'est dit inquiète de ce que les écarts volumétriques admissibles standard de l'Office ne seraient pas adaptés aux variations importantes de la valeur calorifique du gaz à exporter, et qu'elle serait alors incapable de s'acquitter de ses engagements contractuels envers la Tenaska, engagements qui sont fondés sur le contenu énergétique du gaz exporté. L'Office juge acceptable qu'une telle condition soit prévue.

7.5 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz naturel à la société Petro-Canada, sous réserve de l'approbation du Gouverneur en conseil. On trouvera à l'Annexe I les conditions et modalités de la licence, y compris la condition voulant que la période de la licence débute à la date des premières livraisons prévues et se terminera le 1^{er} novembre 1995, à moins que les exportations prévues ne débutent le 1^{er} novembre 1995 ou avant, auquel cas la période se terminera 17 ans et trois mois après le début de la présente licence, ou le 31 décembre 2011 au plus tard.

Chapitre 8

TransCanada PipeLines Limited

8.1 Résumé et historique de la demande

Le 3 janvier 1992, TransCanada déposait, conformément à la partie VI de la Loi, une demande en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel, dans laquelle étaient proposées les modalités suivantes :

Période	- du 1 ^{er} février 1992 au 31 octobre 2005
Point d'exportation	- Emerson (Manitoba)
Quantité quotidienne maximale	- 2 785 10 ³ m ³ (93,35 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	- 875 10 ⁶ m ³ (30,9) 10 ⁹ pi ³)
Quantité totale maximale	- 12 035 10 ⁶ m ³ (424,9 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	- 10% par jour et 2% par année

Les volumes de gaz proposés à l'exportation seraient fournis par des expéditeurs du réseau TransCanada et seraient livrés par la TransCanada à la GLGT au point d'exportation d'Emerson (Manitoba). Ils seraient utilisés comme gaz de combustion pour les compresseurs et autres besoins de fonctionnement du réseau de la GLGT.

La TransCanada et la GLGT ont conclu des contrats de transport garanti en date du 12 septembre 1967 (le «contrat T-4») et du 19 septembre 1990 (le «contrat FT004»), contrats qui expireront le 31 octobre 2005. Aux termes de ces contrats, la TransCanada s'est engagée à fournir à la GLGT du gaz de combustion pour compresseurs et autres fonctions d'exploitation de son réseau. La GLGT se sert de ce gaz de combustion pour transporter du gaz que la TransCanada exporte du Canada et réimporte par la suite en vertu de l'ordonnance GOL-2-91.

Auparavant, les contrats de transport et d'approvisionnement en gaz de combustion étaient assujettis à trois types d'autorisations distinctes délivrées par l'Office. Les exportations en vue d'une importation subséquente s'effectuaient conformément aux licences GL-21 et GL-42, tandis que les approvisionnements en gaz de combustion étaient exportés conformément à la licence GL-43. Les licences GL-21 et GL-43 ont expiré le 31 octobre 1991 et l'Office a approuvé, le 20 décembre 1991, une demande d'annulation de la licence GL-42 déposée par la TransCanada. Avant leur expiration, les licences GL-21 et GL-42 avaient été regroupées et reconduites en vertu de l'ordonnance GOL-2-91, délivrée le 28 octobre 1991. Après l'expiration de la licence GL-43, la TransCanada a effectué ses exportations de gaz de combustion en vertu de l'ordonnance d'exportation à court terme GO-37-91.

8.2 Approvisionnements en gaz

Les volumes de gaz de combustion proposés à l'exportation et destinés à la GLGT aux fins de son service de transport de gaz pour le compte de la TransCanada seraient fournis par les expéditeurs du réseau TransCanada. Les expéditeurs fourniraient à la TransCanada les volumes requis conformément aux ratios de combustible du service de transport indiqués dans le tarif de transport de la TransCanada. Les volumes de gaz de combustion représentent habituellement moins de 7 % des volumes totaux assurés par chaque expéditeur.

Dans le cas des volumes exportés en vue d'une importation subséquente, l'Office n'a pas à rendre de verdict sur les disponibilités de gaz. Cependant, l'étude de la demande de la TransCanada concernant ses installations comprend un examen des approvisionnements de TransCanada pour s'assurer qu'elle saura répondre à ses besoins globaux, y compris à ses besoins en gaz de combustion. Les besoins en gaz de combustion pour l'acheminement du gaz domestique sur le réseau de la GLGT font partie de ces besoins.

8.3 Opinion de l'Office

L'Office a établi à sa satisfaction l'adéquation des approvisionnements étayant cette demande, tels qu'ils ont été examinés dans l'étude des demandes déposées par la TransCanada concernant ses installations.

L'Office reconnaît que les ententes en vertu desquelles la TransCanada fournit du gaz de combustion à la GLGT existent depuis longtemps. Il note aussi que l'on s'attend à ce que ces ententes se poursuivront jusqu'au 31 octobre 2005, date d'expiration des contrats de transport T4 et FT004 conclus entre la TransCanada et la GLGT, et des autorisations d'importation du DOE/FE. La présente demande a pour objet de garantir que les besoins en gaz de combustion pourront être également assurés aux termes d'autorisations officielles à long terme.

L'Office convient avec la TransCanada que la présente demande n'est pas typique des demandes habituellement déposées aux termes de la Partie VI régissant les licences d'exportation et que les exigences normales de dépôt ne sont pas pertinentes. Il convient aussi que les renseignements relatifs aux exigences de la méthode axée sur les conditions du marché, notamment une ÉIE, n'a pas à être déposé.

8.4 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz naturel à la TransCanada, sous réserve de l'approbation du Gouverneur en conseil. On trouvera à l'Annexe I les conditions et modalités de la licence, y compris la condition voulant que la période de la licence débutera à la date d'approbation du Gouverneur en conseil et se terminera le 1^{er} novembre 1994, à moins que les exportations prévues ne débutent le 1^{er} novembre 1994 ou avant, auquel cas la licence se terminera le 31 octobre 2005.

Chapitre 9

Décision

Les chapitres précédents constituent les décisions et Motifs de décision de l'Office relativement aux demandes examinées dans le cadre de l'instance GH-1-92 et incluses dans le présent Volume.

A.B. Gilmour
Président de l'audience

R.B. Horner, c.r.
Membre

R.L. Andrew, c.r.
Membre

Calgary, Canada
Juin 1992

Annexe I

Conditions et modalités des licences délivrées

Conditions et modalités de la licence délivrée à l'AG-Energy, L.P.

1. La période de validité de la présente licence débutera le 1^{er} septembre 1993 et se terminera le 1^{er} novembre 1995, à moins que les exportations prévues débutent le 1^{er} novembre 1995 ou avant, auquel cas la période se terminera 15 ans et deux mois suivant le début des livraisons ou le 31 octobre 2009, selon la première des deux dates.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz pouvant être exportée en vertu de cette licence ne devra pas dépasser :
 - a) 467 000 mètres cubes par jour;
 - b) 170 600 000 mètres cubes au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 2 587 000 000 mètres cubes pendant toute la période de validité de la présente licence.
3.
 - a) Comme écart admissible, la quantité pouvant être exportée à l'intérieur d'une période de 24 heures en vertu de la présente licence peut dépasser de dix pour cent la limite quotidienne imposée à la condition 2.
 - b) Comme écart admissible, la quantité pouvant être exportée durant une période de douze mois consécutifs en vertu de la présente licence peut dépasser de deux pour cent la limite annuelle imposée à la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence sera livré au point d'exportation d'Iroquois (Ontario).

Conditions et modalités de la licence délivrée à la Canadian Hydrocarbons Marketing Inc.

1. La période de validité de la présente licence débutera le 1^{er} novembre 1992 et se terminera le 1^{er} novembre 1994, à moins que les exportations prévues ne débutent le 1^{er} novembre 1994 ou avant, auquel cas la licence se terminera le 31 octobre 2002.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz pouvant être exportée en vertu de cette licence ne devra pas dépasser:
 - a) 273 900 mètres cubes par jour;
 - b) 100 000 000 de mètres cubes au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 1 000 300 000 mètres cubes durant toute la période de la présente licence.
3.
 - a) Comme écart admissible, la quantité pouvant être exportée à l'intérieur d'une période de 24 heures en vertu de la présente licence peut dépasser de dix pour cent la limite quotidienne imposée à la condition 2.
 - b) Comme écart admissible, la quantité pouvant être exportée au cours d'une période de douze mois consécutifs en vertu de la présente licence peut dépasser de deux pour cent la limite annuelle imposée à la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence sera livré au point d'exportation de Huntingdon (Colombie-Britannique).

Conditions et modalités de la licence délivrée à la Canadian-Montana Pipe Line Company.

1. La période de validité de la présente licence débutera le 1^{er} novembre 1992 et se terminera le 1^{er} novembre 1994, à moins que les exportations prévues ne débutent le 1^{er} novembre 1994 ou avant, auquel cas la licence se terminera le 31 octobre 2004.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz pouvant être exportée en vertu de cette licence ne devra pas dépasser:
 - a) 1 416 400 mètres cubes par jour;
 - b) 283 300 000 mètres cubes au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 3 966 200 000 mètres cubes durant toute la période de validité de la présente licence.
3.
 - a) Comme écart admissible, la quantité pouvant être exportée à l'intérieur d'une période de 24 heures en vertu de la présente licence peut dépasser de dix pour cent la limite quotidienne imposée à la condition 2.

- b) Comme écart admissible, la quantité pouvant être exportée à l'intérieur d'une période de douze mois consécutifs en vertu de la présente licence peut dépasser de deux pour cent la limite annuelle imposée à la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence sera livré au point d'exportation d'Aden (Alberta).

Conditions et modalités de la licence transférée à la Transco Energy Marketing Company/CanStates Gas Marketing

1. La période de validité de la présente licence débutera à la date d'approbation du Gouverneur en conseil et se terminera le 1^{er} novembre 1995, à moins que les exportations prévues ne débutent le 1^{er} novembre 1995 ou avant, auquel cas la licence se terminera le 31 octobre 2002.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz pouvant être exportée en vertu de cette licence ne devra pas dépasser:
 - a) 2 125 000 mètres cubes par jour;
 - b) 775 625 000 mètres cubes au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 9 307 500 000 mètres cubes durant toute la période de validité de la présente licence.
3.
 - a) Comme écart admissible, la quantité pouvant être exportée à l'intérieur d'une période de 24 heures en vertu de la présente licence peut dépasser de dix pour cent la limite quotidienne imposée à la condition 2.
 - b) Comme écart admissible, la quantité pouvant être exportée à l'intérieur d'une période de douze mois consécutifs en vertu de la présente licence peut dépasser de deux pour cent la limite annuelle imposée à la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence sera livré au point d'exportation de Niagara Falls (Ontario).

Conditions et modalités de la licence délivrée à la Husky Oil Operations Ltd.

1. La période de validité de la présente licence débutera à la date des premières livraisons prévues et se terminera le 1^{er} novembre 1995, à moins que les exportations prévues ne débutent le 1^{er} novembre 1995 ou avant, auquel cas la licence se terminera 17 ans et trois mois après le début de la période de validité de la licence, ou le 31 décembre 2011 au plus tard.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz pouvant être exportée en vertu de cette licence ne devra pas dépasser:
 - a) 366 200 mètres cubes par jour;
 - b) 133 700 000 mètres cubes au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 2 306 600 000 mètres cubes durant toute la période de validité de la présente licence.

3. a) Comme écart admissible, la quantité pouvant être exportée à l'intérieur d'une période de 24 heures en vertu de la présente licence peut dépasser de dix pour cent la limite quotidienne imposée à la condition 2.
- b) Comme écart admissible, la quantité pouvant être exportée à l'intérieur d'une période de douze mois consécutifs en vertu de la présente licence peut dépasser de deux pour cent la limite annuelle imposée à la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence sera livré au point d'exportation de Huntingdon (Colombie-Britannique).

Conditions et modalités de la licence délivrée à la Petro-Canada

1. La période de validité de la présente licence débutera à la date des premières livraisons prévues et se terminera le 1^{er} novembre 1995, à moins que les exportations prévues ne débutent le 1^{er} novembre 1995 ou avant, auquel cas la période se terminera 17 ans et trois mois après le début de la présente licence, ou le 31 décembre 2011 au plus tard.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz pouvant être exportée en vertu de cette licence ne devra pas dépasser:
 - a) 409 600 mètres cubes par jour,
 - b) 149 606 400 mètres cubes au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 2 580 900 000 mètres cubes durant toute la période de validité de la présente licence.
3. a) Comme écart admissible, la quantité pouvant être exportée à l'intérieur d'une période de 24 heures en vertu de la présente licence peut dépasser de dix pour cent la limite quotidienne imposée à la condition 2.
- b) Comme écart admissible, la quantité pouvant être exportée au cours d'une période de douze mois consécutifs en vertu de la présente licence peut dépasser de deux pour cent la limite annuelle imposée à la condition 2.
- c) Comme écart admissible, la quantité pouvant être exportée en vertu de la présente licence peut différer de la limite annuelle imposée à la Condition 2 dans la mesure où elle est requise par une variation du facteur réel de conversion calorifique par rapport au facteur de conversion calorifique de 38,62 MJ/m³ sur lequel sont fondés les volumes autorisés par la présente licence.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence sera livré au point d'exportation de Huntingdon (Colombie-Britannique).

Conditions et modalités de la licence délivrée à la TransCanada PipeLines Limited

1. La période de validité de la présente licence débutera à la date d'approbation du Gouverneur en conseil et se terminera le 1^{er} novembre 1994, à moins que les exportations prévues ne débutent le 1^{er} novembre 1994 ou avant, auquel cas la licence se terminera le 31 octobre 2005.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz pouvant être exportée en vertu de cette licence ne devra pas dépasser:
 - a) 2 785 000 mètres cubes par jour;
 - b) 875 000 000 de mètres cubes au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 12 035 000 000 mètres cubes durant toute la période de validité de la présente licence.
3.
 - a) Comme écart admissible, la quantité pouvant être exportée à l'intérieur d'une période de 24 heures en vertu de la présente licence peut dépasser de dix pour cent la limite quotidienne imposée à la condition 2.
 - b) Comme écart admissible, la quantité pouvant être exporté à l'intérieur d'une période de douze mois consécutifs en vertu de la présente licence peut dépasser de deux pour cent la limite annuelle imposée à la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence sera livré au point d'exportation d'Emerson (Manitoba).