



Office national de l'énergie

Motifs de décision

Mobil Oil Canada, Ltd.

Unigas Corporation

Western Gas Marketing Limited

**Western Gas Marketing Limited, mandataire de
Northern Minnesota Utilities, une division
d'UtiliCorp United Inc.**

GH-3-91

Octobre 1991

**Volume I
Exportation de gaz**

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

Companie des Pétroles Amoco Canada Limitée

Canadian Occidental Petroleum Ltd.

Mobil Oil Canada, Ltd.

**Northern Canadian Marketing Inc. et East
Georgia Cogeneration (Vermont) Limited
Partnership**

ProGas Limited

Shell Canada Limitée

Unigas Corporation

Western Gas Marketing Limited

**Western Gas Marketing Limited, mandataire de
Northern Minnesota Utilities, une division
d'UtiliCorp United Inc.**

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

GH-3-91

Octobre 1991

© Ministre des Approvisionnements et Services
Canada 1991

N° de cat. NE22-1/1991-13-1F
ISBN 0-662-97193-0

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

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

Imprimé au Canada

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

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

Printed in Canada

Table des matières

Liste des tableaux	(iv)
Liste des figures	(iv)
Liste des annexes	(v)
Abréviations	(vi)
Exposé et comparutions	(ix)
1. Demandes de licences d'exportation de gaz	1
1.1 Les demandes	1
1.2 Méthode d'examen axée sur les conditions du marché	2
1.2.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes	4
1.2.2 Évaluation des incidences de l'exportation	4
1.2.3 Autres facteurs d'intérêt public	5
1.2.3.1 Approvisionnement en gaz	6
1.2.3.2 Marché, ententes commerciales et situation réglementaire	6
1.3 Clauses de temporisation	7
1.4 Examen environnemental préalable	7
2. Mobil Oil Canada, Ltd.	9
2.1 Résumé de la demande	9
2.2 Approvisionnement en gaz	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 approbations réglementaires	11
2.3.1 Marché	11
2.3.2 Transport	14
2.3.3 Contrat de vente de gaz	14
2.1.4. Approbations réglementaires	15
2.4 Opinion de l'Office	15
2.5 Décision	16
3. Unigas Corporation	17
3.1 Résumé de la demande	17
3.2 Approvisionnement en gaz	17
3.2.1 Contrats d'approvisionnement	17
3.2.2 Réserves	18
3.2.3 Capacité de production	19
3.3 Marché, ententes commerciales et approbations réglementaires	19
3.3.1 Marché	19
3.3.2 Transport	19
3.3.3 Contrat de vente de gaz	20

3.3.4.	Approbations réglementaires	22
3.4	Opinion de l'Office	22
3.5	Décision	23
4.	Western Gas Marketing Limited pour l'exportation de gaz à Northern Natural	24
4.1	Résumé de la demande	24
4.2	Approvisionnement en gaz	25
4.2.1	Contrats d'approvisionnement et réserves	25
4.2.2	Capacité de production	26
4.3	Marché, ententes commerciales et approbations réglementaires	26
4.3.1	Marché	26
4.3.2	Transport	26
4.3.2.1	Contrat à Emerson de 47,5 10 ⁶ p	26
4.3.1.2	Contrat à Emerson de 6 10 ⁹ p	27
4.3.2.3	Contrat à Monchy	27
4.3.3	Contrats de vente de gaz	27
4.3.3.1	Contrat à Emerson de 47,5 10 ⁶ p	27
4.3.3.2	Contrat à Emerson de 6 10 ⁹ p	28
4.3.3.3	Contrat à Monchy	29
4.3.4	Approbations réglementaires	30
4.4	Opinion de l'Office	30
4.5	Décision	31
5.	Western Gas Marketing Limited pour l'exportation de gaz à NMU	32
5.1	Résumé de la demande	32
5.2	Approvisionnement en gaz	32
5.3	Marché, ententes commerciales et approbations réglementaires	32
5.3.1	Marché	32
5.3.2	Transport	33
5.3.3	Contrat de vente de gaz	33
5.3.4.	Approbations réglementaires	33
5.4	Opinion de l'Office	34
5.5	Décision	35
6.	Western Gas Marketing Limited, mandataire de NMU	36
6.1	Résumé de la demande	36
6.2	Approvisionnement en gaz	36
6.3	Marché, ententes commerciales et approbations réglementaires	36
6.3.1	Marché	36
6.3.2	Transport	37
6.3.3	Contrat de vente de gaz	38
6.1.4	Approbations réglementaires	39
6.4	Opinion de l'Office	39
6.5	Décision	40
7.	Western Gas Marketing Limited pour l'exportation de gaz à Vermont Gas	41
7.1	Résumé de la demande	41
7.2	Approvisionnement en gaz	41
7.3	Marché, ententes commerciales et approbations réglementaires	41
7.3.1	Marché	41

7.3.2	Transport	42
7.3.3	Contrat de vente de gaz	42
7.3.4	Approbations réglementaires	44
7.4	Opinion de l'Office	44
7.5	Décision	45
8.	Dispositif	46

Liste des tableaux

1-1	Sommaire des demandes de licences	3
2-1	Comparaison des estimations des réserves établies de gaz naturel de Mobil Canada et du volume visé par la demande	10
3-1	Comparaison des estimations des réserves établies de gaz naturel d'Unigas et du volume visé par la demande	19
A-1	Comparaison des estimations des réserves établies de gaz de Western Gas et du volume visé par la demande	53

Liste des figures

2-1	Comparaison des estimations par Mobil Canada et l'ONÉ de la capacité de production annuelle	21
3-1	Comparaison des estimations par Unigas et l'ONÉ de la capacité de production annuelle .	21
A.1	Estimations des réserves restantes en vertu de l'option de résiliation	59
A.2	Comparaison des estimations par WGML de la capacité de production annuelle par rapport aux besoins renouvelés de WGML pour l'intérieur du pays et pour l'exportation	60
A.3	Comparaison des estimations par l'ONÉ de la capacité de production annuelle par rapport aux besoins renouvelés de WGML pour l'intérieur du pays et pour l'exportation	62
A.4	Comparaison des estimations par l'ONÉ et par WGML de la capacité de production annuelle par rapport aux besoins non renouvelés de WGML pour l'intérieur du pays et pour l'exportation	63

Liste des annexes

I	Modalités des licences qui seront délivrées	47
II	Approvisionnement en gaz de Western Gas	52

Abréviations

10 ⁶ Btu	million de thermies britanniques
10 ⁶ pi ³	million de pieds cubes
10 ⁹ pi ³	milliard de pieds cubes
Amoco Canada	Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée
Boise Cascade	Boise Cascade Corporation
CanadianOxy	Canadian Occidental Petroleum Ltd.
CCPA	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
Centra Pipelines	Centra Pipelines Minnesota Inc.
Centra Transmission	Centra Transmission Holdings Ltd.
Coles Gilbert	Coles Gilbert Associates Ltd.
Consolidated	Consolidated Natural Gas Limited
contrat de gaz	contrat de vente ou d'achat de gaz naturel
CPMG	composante-produit du marché garanti
CPMI	composante-produit du marché interruptible
Décret PEEE	<i>Décret sur les lignes directrices visant l'examen et l'évaluation en matière l'environnement</i>
DOE/FE	Department of Energy, Office of Fossil Energy (États-Unis)
EGC	East Georgia Cogeneration (Vermont) Limited Partnership
ÉIE	évaluation des incidences de l'exportation
Enron	Enron Gas Marketing, Inc.
É-U.	États-Unis
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
Foothills	Foothills Pipe Lines (Yukon) Limited
gaz de dépassement	volume de gaz supérieur à la QJM, livré "dans la mesure du possible"

GJ	gigajoule(s)
GLGT	Great Lakes Gas Transmission Company
km	kilomètre(s)
kPa	kilopascal(s)
Lockport	Lockport Energy Associates, L.P.
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
Midwest Gas	Midwest Gas, une division de Iowa Public Service Company
Mobil Canada	Mobil Oil Canada, Ltd.
Morgan Hydrocarbons	Morgan Hydrocarbons Ltd.
NCMI	North Canadian Marketing Inc.
NMU	Northern Minnesota Utilities, une division d'UtiliCorp United Inc.
Northern Border	Northern Border Pipeline Company
Northern Natural	Northern Natural Gas Company, une division d'Enron Corp.
NOVA	NOVA Corporation of Alberta
NSPW	Northern States Power Company, une société du Wisconsin
OCREA	Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta
Office ou ONE	Office national de l'énergie
PJ	pétajoule
PMPG	prix moyen pondéré du gaz
ProGas	ProGas Limited
QCA	Quantité contractuelle annuelle
QCJ	Quantité contractuelle journalière
QJM	Quantité journalière maximale
QMi	Quantité minimale annuelle
Règlement	Règlement sur la partie VI de la <i>Loi sur l'Office national de</i>

l'énergie

RR/P	rapport réserves restantes-production
Salmon	Salmon Resources Ltd.
SDL	Société de distribution locale
SG	service garanti
Shell	Shell Canada Limitée
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
TransGas	TransGas Limited
Unigas	Unigas Corporation
UtiliCorp	UtiliCorp United Inc.
Vermont Gas	Vermont Gas Systems, Inc.
Viking	Viking Gas Transmission Company
volume de base	volume de gaz inférieur à soixante pour cent de la QJM
volume d'incitation	volume de gaz supérieur à soixante pour cent de la QJM, mais inférieur à la QJM
Western Gas	Western Gas Marketing Limited
Western Gas USA	Western Gas Marketing USA Ltd.

Exposé et comparutions

RELATIVEMENT à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à la réglementation qui en découle;

RELATIVEMENT AUX demandes faites par:

Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée;
Canadian Occidental Petroleum Ltd;
Mobil Oil Canada, Ltd;
North Canadian Marketing Inc. et East Georgia Cogeneration (Vermont) Limited Partnership;
ProGas Limited;
Shell Canada Limitée;
Unigas Corporation;
Western Gas Marketing Limited; et
Western Gas Marketing Limited, mandataire de Northern Minnesota Utilities, division d' UtiliCorp United Inc.

pour l'obtention de nouvelles licences d'exportation de gaz naturel conformément à l'article 117 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*;

RELATIVEMENT À l'ordonnance d'audience AO-1-GH-3-91.

ENTENDU à Calgary, Alberta, les 25, 26 et 27 juin 1991.

DEVANT:

R. Illing	Membre président
W.G. Stewart	Membre
C. Bélanger	Membre

COMPARUTIONS:

F.R. Foran, c.r.	Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée
F.M. Saville, c.r. P.J. Webster	Canadian Occidental Petroleum Ltd.
R.J. Lane	Mobil Oil Canada, Ltd.
A.S. Hollingworth A.H. Trawick	North Canadian Marketing Inc. et East Georgia Cogeneration (Vermont) Limited Partnership
K.J. MacDonald J. Kowch	ProGas Limited
D.G. Davies	Shell Canada Limitée
D.G. Hart, c.r.	Unigas Corporation

M.J. Samuel	Western Gas Marketing Limited; et Western Gas Marketing Limited, mandataire de Northern Minnesota Utilities, une division d'UtiliCorp United Inc.
H.D. Williamson	Foothills Pipe Lines Ltd.
L.G. Keough	Northern Natural Gas Company
J.H. Smellie F. Horton	Northern States Power Company
K.L. Meyer	Pan-Alberta Gas Ltd.
W.M. Moreland	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
J. Syme M. Fowke	Office national de l'énergie

Chapitre 1

Demandes de licences d'exportation de gaz (aux termes de la partie VI de la Loi)

1.1 Les demandes

Dans le cadre de l'instance GH-3-91, l'Office national de l'énergie («l'Office») a étudié 12 demandes de licences d'exportation de gaz. Les demandes ont été déposées par les sociétés suivantes:

1. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée («Amoco Canada»), pour exporter du gaz naturel à Northern States Power Company, une société du Wisconsin («NSPW»);
2. Canadian Occidental Petroleum Ltd. («CanadianOxy»), pour exporter du gaz naturel à NSPW;
3. Mobil Oil Canada, Ltd. («Mobil Canada»), pour exporter du gaz naturel à Northern Natural Gas Company, une division de Enron Corp. («Northern Natural»);
4. North Canadian Marketing Inc. («NCMI») et East Georgia Cogeneration (Vermont) Limited Partnership («EGC»), pour exporter du gaz naturel à EGC;
5. ProGas Limited («ProGas»), pour exporter du gaz naturel à Lockport Energy Associates, L.P. («Lockport»);
6. ProGas, pour exporter du gaz naturel à NSPW;
7. Shell Canada Limitée («Shell»), pour exporter du gaz naturel à Salmon Resources Ltd. («Salmon»)/ Midwest Gas, une division d'Iowa Public Service Company («Midwest Gas»), et Salmon/Enron Gas Marketing, Inc. («Enron»);
8. Unigas Corporation («Unigas»), pour exporter du gaz naturel à Northern Natural;
9. Western Gas Marketing Limited («Western Gas»), pour exporter du gaz naturel à Northern Natural;
10. Western Gas, pour exporter du gaz naturel à Northern Minnesota Utilities, une division d'UtiliCorp United Inc. («NMU»);
11. Western Gas, mandataire de NMU, pour exporter du gaz naturel à NMU; et
12. Western Gas, pour exporter du gaz naturel à Vermont Gas Systems, Inc. («Vermont Gas»).

Le tableau 1-1 résume chacune des demandes de licence d'exportation qui ont été examinées au cours de l'instance GH-3-91.

Les demandeurs qui ont sollicité des licences devant entrer en vigueur le 1^{er} novembre 1991 ont exprimé le souhait que l'Office fasse part de ses décisions le plus tôt possible. En conséquence,

l'Office a décidé de publier ses Motifs de décision GH-3-91 en deux volumes¹. Le présent volume, volume I, traite des demandes suivantes:

Mobil Canada, pour la vente de gaz naturel à Northern Natural;
Unigas, pour la vente de gaz naturel à Northern Natural;
Western Gas, pour la vente de gaz naturel à Northern Natural;
Western Gas, pour la vente de gaz naturel à NMU;
Western Gas, en tant que mandataire de NMU; et
Western Gas, pour la vente de gaz naturel à Vermont Gas.

Les six autres demandes seront traitées dans le volume II, volume qui sera publié à une date ultérieure.

1.2 Méthode d'examen axée sur les conditions du marché

Lorsqu'il examine une demande de licence d'exportation l'Office doit considérer les exigences de l'article 118 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* («la Loi»), selon lesquelles il doit tenir compte de tous les facteurs qui lui semblent pertinents et doit notamment s'assurer que la quantité de gaz à exporter ne dépasse pas l'excédent des besoins normalement prévisibles au Canada, compte tenu de l'orientation des découvertes.

Tableau 1-1
Sommaire des demandes de licences
GH-3-91

Demande	Acheteur (type de marché)	Période d'exportation	Point d'exportation	Journalier 10³m³	Annuel 10⁶m³	Période 10⁶m³
1. Amoco Canada	NSPW (approv. du réseau)	1 nov. 1992 au 31 oct. 2002	Emerson, Manitoba	424,9 (15,0)	155,1 (5,5)	1 551,0 (54,8)
2. CanadianOxy	NSPW (approv. du réseau)	1 nov. 1992 au 31 oct. 2002	Emerson, Manitoba	212,5 (7,5)	77,5 (2,7)	775,5 (27,4)
3. Mobil Canada	Northern Natural (approv. du réseau)	approb. du GGC au 31 oct. 2000	Emerson, Manitoba	563,5 (20,0)	205,7 (7,3)	2 056,9 (73,0)
4. NCMI/EGC	EGC (centr. de cogénér.)	1 nov. 1992 au 1 nov. 2012	Philipsburg, Quebec	192,6 (6,8)	70,3 (2,5)	1 416,4 (50,0)
5. ProGas	NSPW (approv. du réseau)	1 nov. 1992 au 31 oct. 2002	Emerson, Manitoba	212,5 (7,5)	77,5 (2,7)	775,5 (27,4)
6. ProGas	Lockport (centr. de cogénér.)	1 nov. 1992 au 31 oct. 2007	Niagara Falls, Ontario	339,9 (12,0)	124,1 (4,4)	1 861,1 (65,7)
7. Shell (A)	Salmon/Midwest (approv. du réseau)	1 nov. 1991 au 1 nov. 2006	Monchy, Saskatchewan	580,7 (20,5)	212,5 (7,5)	3 181,2 (112,3)
Shell (B)	Salmon/Enron (approv. du réseau)	1 nov. 1991 au 1 nov. 2001	Monchy, Saskatchewan	227,6 (9,8)	102,0 (3,6)	1 014,1 (35,8)
8. Unigas	Northern Natural (approv. du réseau)	1 nov. 1991 au 1 nov. 2001	Monchy, Saskatchewan	2 820,0 (100,0)	1 030,0 (36,5)	10 300,0 (365,0)
9. Western Gas (A)	Northern Natural (approv. du réseau)	approb. du GGC au 31 oct. 2001	Emerson, Manitoba	1 346,5 (47,5)	492,9 (17,4)	QJM x nombre de jours
Western Gas (B)	Northern Natural (approv. du réseau)	approb. du GGC au 31 oct. 2001	Emerson, Manitoba	1 416,4 (50,0)	170,0 (6,0)	849,8 (30,0)
Western Gas (C)	Northern Natural (approv. du réseau)	approb. du GGC au 31 oct. 2001	Monchy, Saskatchewan	708,2 (25,0)	260,6 (9,2)	QJM x nombre de jours
10. Western Gas	NMU (approv. du réseau)	1 nov. 1991 au 1 mai 2001	Emerson, Manitoba	283,3 (10,0)	103,7 (3,6)	QJM x nombre de jours
11. Western Gas (pour NMU)	NMU (approv. du réseau)	1 nov. 1991 au 31 oct. 2002	Sprague, Man. et Fort Frances, Ont.	1 059,5 (37,4)	388,1 (13,7)	4 270,0 (151,0)
12. Western Gas	Vermont Gas (approv. du réseau)	1 nov. 1991 au 31 oct. 2006	Philipsburg, Québec	906,5 (32,0)	331,4 (11,7)	4 980,0 (176,0)

Conformément aux dispositions de l'article 118 de la Loi, l'Office met en application sa méthode d'examen axée sur les conditions du marché. La méthode d'examen décrite ci-dessous revêt un caractère général et s'applique à toutes les demandes de licences d'exportation qui ont été entendues au cours de l'instance GH-3-91.

Selon la méthode d'examen axée sur les besoins du marché, l'Office doit examiner:

- les plaintes déposées, s'il y a lieu, en vertu de la procédure de plainte;
- l'évaluation des incidences de l'exportation (ÉIE); et
- tout autre facteur que l'Office juge pertinent dans l'établissement de la conformité à l'intérêt public.

Dans son avis GHW-1-91 en date du 14 août 1991, l'Office a informé les parties intéressées de certaines propositions de changement à la méthode d'examen axée sur les conditions du marché. Les changements proposés concernent les modalités d'application de la procédure de plainte ainsi que les considérations portant sur l'intérêt public. Les parties ont été invitées à déposer leurs commentaires avant le 15 octobre 1991.

Étant donné que l'instance GHW-1-91 n'a pas été terminée, l'Office s'est appuyé sur la méthode actuelle pour évaluer les demandes instruites à l'audience GH-3-91.

1.2.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes

Lorsqu'une demande de licence d'exportation est déposée auprès de l'Office, les parties intéressées ont le droit d'en examiner le contenu. Les utilisateurs canadiens de gaz naturel ont la possibilité de s'opposer à la demande d'exportation s'ils ne peuvent obtenir par contrat des approvisionnements en gaz à des conditions semblables (dont le prix) à celles proposées dans la demande de licence d'exportation.

Aucune plainte n'a été déposée relativement aux demandes de licences d'exportation étudiées pendant l'audience GH-3-91.

1.2.2 Évaluation des incidences de l'exportation

L'objectif de l'ÉIE est d'aider l'Office à déterminer si une exportation proposée aurait pour effet probable de nuire aux consommateurs canadiens désirant combler leurs besoins énergétiques futurs à de justes valeurs marchandes. Lorsque la méthode d'examen basée sur les conditions du marché a été instaurée, chaque demande de licence d'exportation devait être assortie d'une ÉIE faisant état de l'incidence de la licence sur l'offre, la demande et les prix du gaz naturel au pays, ainsi que de la capacité des marchés énergétiques canadiens de s'adapter facilement à ces changements.

À la suite d'une revue des exigences de production d'ÉIE effectuée à l'automne 1989, l'Office a décidé qu'il conserverait l'ÉIE dans sa méthode d'examen axée sur les conditions du marché, mais qu'il effectuerait sa propre évaluation sans lien avec un projet spécifique. Les demandeurs ont maintenant la possibilité d'utiliser l'analyse de l'Office ou de soumettre leur propre analyse, en vue d'une discussion visant à déterminer si les exportations proposées entraîneraient des difficultés d'adaptation pour les marchés énergétiques canadiens.

Les six demandeurs cités dans le présent volume ont adopté l'ÉIE de l'Office.

L'Office estime en l'occurrence que les volumes visés par les demandes d'exportation en instance auront peu d'incidences sur la production, la consommation et les prix du gaz au Canada, et qu'ils ne sont pas susceptibles de porter préjudice à la capacité des utilisateurs canadiens de produits énergétiques de satisfaire leurs besoins futurs. L'Office estime également que les acheteurs canadiens de gaz naturel n'éprouveront pas de difficulté sérieuse à s'adapter aux nouvelles conditions du marché qui pourraient résulter de ces exportations.

1.2.3 Autres facteurs d'intérêt public

Outre le fait qu'il doit s'assurer au moyen de la procédure de plaintes et de l'ÉIE que les volumes de gaz proposés à l'exportation ne dépassent pas l'excédent sur les besoins du Canada, l'Office doit, conformément aux dispositions de l'article 118 de la Loi, tenir compte de tous les facteurs pouvant lui permettre de déterminer la conformité de la licence d'exportation demandée à l'intérêt public.

En général, ces facteurs appartiennent à deux catégories: a) l'approvisionnement en gaz; b) le marché, les ententes commerciales et la situation réglementaire. La liste des facteurs jugés pertinents est indicative plutôt qu'exhaustive, mais l'Office accorde une grande importance aux renseignements fournis par les requérants conformément aux dispositions de la Partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Règlements), renseignements qui servent à déterminer si la licence d'exportation demandée est conforme à l'intérêt public. Il incombe au requérant de s'assurer que les documents présentés à l'appui de sa demande savent témoigner de la validité de son projet et que celui-ci soit suffisamment avancé pour justifier l'attribution d'une licence.

1 N'eut été de la décision de l'Office de publier les Motifs de décision GH-3-91 en deux volumes, ceux-ci n'auraient pu être prêts avant le 1^{er} novembre 1991. Cependant, les demandeurs qui sollicitaient une licence pour le 1^{er} novembre 1991 n'ont pas subi de préjudice consécutif à la publication de ces Motifs à une date ultérieure au 1^{er} novembre 1991, puisqu'ils ont pu exporter leur gaz grâce à des autorisations à court terme.

1.2.3.1 Approvisionnement en gaz

L'Office examine les contrats d'approvisionnement des demandeurs dans le but de déterminer si les licences d'exportation proposées sont dans l'intérêt public. Dans son évaluation des approvisionnements en gaz, l'Office tient compte des dispositions contractuelles relatives à l'approvisionnement, de l'état des réserves et de la capacité de production par rapport aux volumes proposés à l'exportation, et des autorisations d'acheminement de l'énergie.

Pour leur part, les demandeurs fournissent une estimation des réserves établies restantes des gisements d'où proviendra le gaz destiné à leur projet d'exportation. L'Office effectue des analyses géologiques et techniques des réserves de gaz dont disposent les demandeurs afin de faire sa propre estimation de leurs volumes commercialisables.

Dans son évaluation des réserves de gaz, l'Office utilise sa banque de données sur les réserves de gaz naturel, dont le contenu est mis à jour régulièrement. L'évaluation des réserves de gaz comprend un contrôle de la composition chimique aux fins de corrélation, des études volumétriques des nouveaux gisements, un réexamen des gisements en cours de mise en valeur et une analyse du rendement des gisements en exploitation. L'Office fait également la revue et l'évaluation des droits de propriété et des droits contractuels afférents à tous les gisements visés dans les demandes.

L'estimation des réserves préparée par l'Office et les données sur la productibilité de base de chacun des gisements pour lesquels une estimation des réserves a été soumise sont utilisées aux fins des prévisions de la capacité de production. Les prévisions de la capacité de production sont généralement rajustées en fonction des prévisions des besoins en gaz du demandeur. La capacité de production rajustée est la capacité estimative de production à n'importe quel moment donné, à laquelle on a ajouté un facteur d'ajustement correspondant à un excédent antérieur de la capacité de production sur la production effective. Dans les statistiques concernant la capacité de production, les besoins sont calculés en fonction d'un facteur de charge égal à 100 p. 100 et peuvent donc surestimer quelque peu les besoins d'approvisionnement réels des demandeurs. Plus le débit réel est faible, plus la capacité de production pourra être maintenue au-delà de la durée prévue par l'étude de l'Office.

1.2.3.2 Marché, ententes commerciales et situation réglementaire

L'Office procède à un examen du marché, des ententes commerciales et de la situation réglementaire afférents aux projets qui lui sont soumis, afin de déterminer si les licences d'exportation demandées sont conformes à l'intérêt général. Les six demandes traitées dans le présent document visent soit des contrats de vente passés directement avec des sociétés de distribution locale («SDL»), soit des ventes assurées par l'intermédiaire d'une société pipelinière inter-États. En examinant les marchés en question, l'Office a tenu compte des besoins actuels et prévus des SDL ou de la société pipelinière inter-États ainsi que l'ensemble de leurs contrats d'approvisionnement, afin de déterminer l'étendue de leurs besoins en gaz canadien et le rôle joué par l'approvisionnement canadien dans l'ensemble de ces contrats.

L'examen a aussi porté, entre autres, sur le facteur de charge prévu pour le débit des volumes proposés à l'exportation ainsi que sur la situation de l'ensemble des autorisations réglementaires pertinentes au Canada et aux États-Unis («É.-U.»).

Dans son étude des ententes commerciales, l'Office a examiné les renseignements qui lui ont été fournis conformément aux dispositions de la partie VI de la Loi (Règlement), ou en réponse aux

demandes de renseignements de l'Office au cours de l'instance. Ces renseignements portaient notamment sur:

- les dispositions relatives au transport en amont et en aval, y compris tous les contrats de transport, soit sous leur forme définitive soit sous forme de contrats précédents;
- les obligations contractuelles prises entre les vendeurs canadiens et les acheteurs américains, notamment les contrats de vente de gaz déjà exécutés.

L'examen des contrats de vente de gaz conclus entre les vendeurs canadiens et les acheteurs américains a permis à l'Office de déterminer si ces contrats:

- permettront probablement le recouvrement des frais connexes de transport intraprovincial et interprovincial;
- renferment des clauses de rajustement en fonction des fluctuations du marché au cours de la période couverte par le contrat;
- prévoient que les volumes visés seront effectivement pris; et
- ont obtenu le soutien des producteurs canadiens qui assureront l'approvisionnement des volumes proposés à l'exportation.

En ce qui concerne le second des facteurs énumérés ci-dessus (clause de rajustement en fonction des fluctuations du marché), l'Office reconnaît que certains contrats pourraient, malgré leur manque de souplesse, sembler intéressants aux parties concernées. En demandant que les contrats tiennent compte des fluctuations du marché, l'Office part du principe que, lorsqu'un contrat est négocié dans des conditions de concurrence normales, il sert aussi bien l'intérêt public que l'intérêt privé.

1.3 Clauses de temporisation

Habituellement, l'Office attribue à une nouvelle licence d'exportation de gaz une courte période de validité initiale. Si les exportations de gaz commencent dans les délais prescrits, la licence devient valide pour la totalité de la période approuvée par l'Office. Cette disposition est appelée clause de temporisation parce que la licence expire au terme de la période de validité initiale si les exportations n'ont pas commencé dans les délais prescrits. Elle a pour but de limiter les licences en instance à celles en vertu desquelles le gaz autorisé est acheminé à tous les requérants s'ils acceptaient que leur licence soit assortie d'une clause de temporisation, fait que tous ont accepté.

1.4 Examen environnemental préalable

Le 8 février 1990, l'honorable Jake Epp, ministre d'Énergie, Mines et Ressources, écrivait à l'Office pour lui demander de quelle façon il respectait ou entendait respecter le *Décret sur les lignes directrices visant l'examen et l'évaluation en matière d'environnement* («le décret PEEE») dans ses décisions d'autoriser des licences d'exportation de gaz naturel. Dans sa réponse au ministre, le président de l'Office a déclaré que, conformément au décret PEEE, l'Office établirait une méthode d'examen des incidences environnementales possibles de chacun des projets d'exportation qui lui seraient soumis.

L'objectif de l'examen environnemental préalable est d'aider l'Office à respecter l'une des exigences énoncées à l'article 12 du décret PEEE. Pour ce faire, l'Office a décidé de procéder à une audience

écrite, conformément à l'ordonnance d'audience AO-1-GH-3-91, et de solliciter des mémoires auprès des demandeurs et de toutes les parties concernées par l'instance GH-3-91.

Les demandeurs ont déposé auprès de l'Office des renseignements sur les incidences environnementales possibles de leurs projets, ainsi que sur les répercussions sociales découlant directement de ces incidences, y compris celles qui pourraient se répercuter à l'extérieur des frontières canadiennes.

Les mémoires des demandeurs ont été transmis aux parties intéressées qui ont fait connaître leur avis, auquel les demandeurs ont pu répondre par écrit.

Au terme de son examen environnemental préalable, l'Office a conclu que les incidences environnementales des projets d'exportation des demandeurs et leurs répercussions sociales étaient négligeables ou qu'elles pouvaient être atténuées grâce à des technologies actuelles.

Chapitre 2

Mobil Oil Canada, Ltd.

2.1 Résumé de la demande

Le 28 février 1991, Mobil Canada, agissant comme associée à la direction générale de Mobil Oil Canada (société en nom collectif), faisait une demande de licence d'exportation de gaz naturel, conformément à la partie VI de la Loi, dans laquelle étaient proposées les modalités suivantes:

Période de validité	-	de la date d'approbation du gouverneur en conseil au 31 octobre 2000
Point d'exportation	-	près d'Emerson (Manitoba)
Quantité journalière maximale	-	564 10 ³ m ³ (20,0 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	206 10 ⁶ m ³ (7,3 10 ⁹ pi ³)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	2 057 10 ⁶ m ³ (73,0 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 p. 100 par jour et 2 p. 100 par année

Le gaz que l'on se propose d'exporter proviendrait de champs situés en Alberta. Il serait transporté par le gazoduc de la NOVA Corporation of Alberta («NOVA») et livré au gazoduc de TransCanada PipeLines Limited («TransCanada») près d'Empress (Alberta), d'où il serait acheminé jusqu'à la frontière, près d'Emerson (Manitoba). Le gaz serait alors transporté par le réseau de la Great Lakes Gas Transmission Company («GLGT») pour être finalement livré à Northern Natural.

Le gaz serait revendu par Northern Natural à des SDL.

2.2 Approvisionnement en gaz

2.2.1 Contrats d'approvisionnement

Aucun contrat d'approvisionnement n'a été nécessaire, étant donné que Mobil Canada dispose de ses propres gisements à partir desquels elle pourra puiser les volumes nécessaires à son projet d'exportation. L'Office note qu'aucun gisement particulier n'a été affecté à l'approvisionnement des volumes prévus dans le projet d'exportation, et que le gaz proviendrait donc des réserves non affectées de Mobil Canada. Cependant, afin de prouver que ses sources d'approvisionnement sont suffisantes, Mobil Canada a cité trois gisements à partir desquels elle compte s'approvisionner.

2.2.2 Réserves

Mobil Canada a fourni une estimation des réserves établies dont elle dispose en participation dans trois gisements : Fir Triassic C, Lone Pine Creek Wabamun A et Clearwater Rundle A. Le tableau 2-1 fait état de la comparaison des estimations des réserves établies obtenues par l'Office et par Mobil Canada avec les volumes proposés. Les chiffres de l'Office sont inférieurs d'environ 13 p. 100 à ceux de Mobil Canada, mais supérieurs de 34 p. 100 au volume global proposé.

Il faut noter que les estimations des réserves établies faites par l'Office et par Mobil Canada tiennent compte d'une production prévue d'environ $400 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($14 \times 10^9 \text{ pi}^3$) avant l'utilisation des gisements pour les volumes proposés. Cela est surtout dû au fait que Western Gas possède un contrat d'exploitation des réserves de Fir et de Lone Pine Creek jusqu'au 1^{er} novembre 1992, date à laquelle Mobil Canada pourra retirer les droits d'exploitation de ces gisements à la Western Gas.

Tableau 2-1
Comparaison des estimations des réserves établies
de gaz naturel de Mobil Canada
et du volume visé par la demande

Mobil Canada ¹	ONE ²	Volume visé par la demande
3 176 ³ (112)	2 756 ³ (97)	2 057 (73)

-
1. Au 1^{er} novembre 1990
 2. Au 31 décembre 1990
 3. Comprend une production prévue d'environ $400 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($14 \times 10^9 \text{ pi}^3$), antérieure à l'utilisation des gisements pour la licence projetée.

Pour compenser la déficience de production en attendant de récupérer l'usage des réserves de Fir et de Lone Creek, Mobil Canada utiliserait ses autres sources d'approvisionnement.

L'écart entre les estimations des réserves établies préparées par l'Office et par Mobil Canada est surtout attribuable à une différence entre leurs estimations respectives des réserves du gisement de Fir Triassic C. Selon l'Office, l'aire productive de la zone sud du gisement n'est pas aussi étendue que dans l'estimation de Mobil Canada.

2.2.3 Capacité de production

La figure 2-1 compare les estimations de la capacité de production préparées par l'Office et par Mobil Canada et du volume annuel proposé à l'exportation. Mobil Canada a précisé que Northern Natural s'occuperait de fournir le gaz nécessaire à l'exploitation du pipeline et à la compensation des pertes en cours de traitement.

Selon l'estimation de Mobil Canada, la courbe de la capacité de production de cette dernière suit exactement le niveau des volumes annuels proposés avec une déficience au cours de la première année d'exportation. Or la courbe de l'Office est rajustée pour tenir compte du niveau de la demande, ce qui la place au-dessus de celle de Mobil Canada. Les prévisions de l'Office indiquent, elles aussi, une déficience de production au cours de la première année d'exportation.

Mobil Canada a l'intention d'utiliser certaines de ses autres sources d'approvisionnement pour compenser les déficiences prévues au cours de l'année contractuelle 1991 ainsi que toute autre déficience qui pourrait survenir au cours de la période visée par la licence d'exportation demandée. Mobil Canada a déclaré en l'occurrence qu'elle disposait d'un volume d'approvisionnement global de $4,0 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($141 \times 10^9 \text{ pi}^3$) dans ses gisements actuellement en exploitation, et de réserves établies de $21,7 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($766 \times 10^9 \text{ pi}^3$) dans les gisements inexploités qu'elle possède sur le site du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

2.3 Marché, ententes commerciales et approbations réglementaires

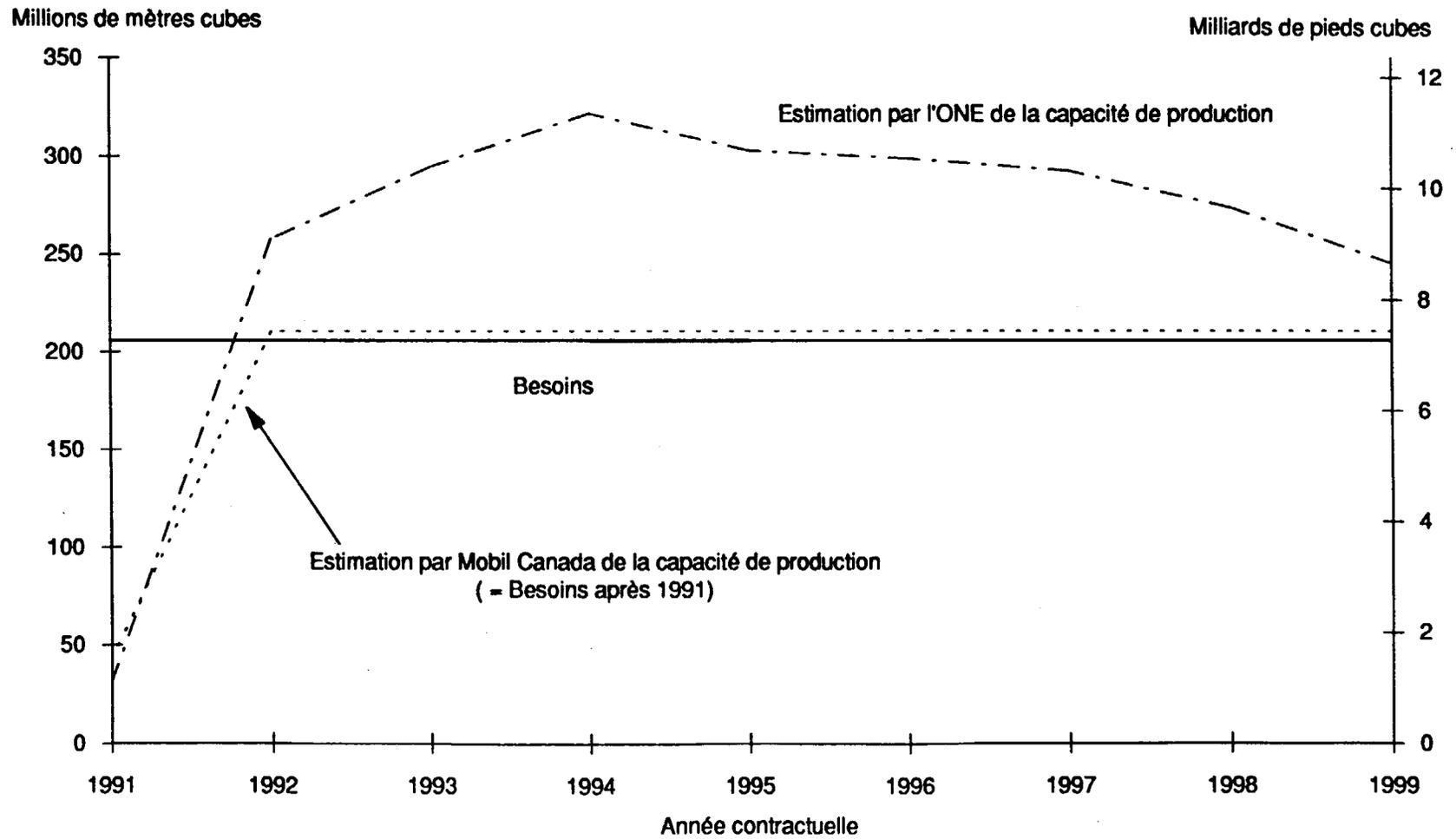
2.3.1 Marché

Étant donné que les demandes de licences présentées par Mobil Canada, Western Gas (une de ses demandes) et Unigas sont toutes trois destinées à desservir le marché de Northern Natural, les considérations exposées dans la présente section valent pour les trois demandes. Northern Natural s'approvisionne actuellement auprès de ces trois fournisseurs en vertu d'autorisations à court terme.

Figure 2-1
Comparaison des estimations par Mobil Canada et l'ONÉ
de la capacité de production annuelle

Figure 2-1

COMPARAISON DES ESTIMATIONS PAR MOBIL CANADA ET L'ONE DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE



Northern Natural, filiale de Enron Corp., est une société pipelinière inter-États engagée dans la vente, la livraison et le transport du gaz naturel. Aux termes des licences demandées, le gaz proposé à l'exportation serait revendu par Northern Natural à 73 SDL réparties dans dix États du Midwest et du nord du Midwest américain. Ces 73 SDL desservent un marché domestique représentant environ six millions de personnes. En 1990, les volumes de gaz vendus par Northern Natural se sont chiffrés à $7\,818\,10^6\text{m}^3$ ($276\,10^9\text{pi}^3$).

Les chiffres de ventes de Northern Natural ont connu un certain repli depuis 1986, année où son réseau a été ouvert aux autres transporteurs. Depuis, le marché que détenait exclusivement Northern Natural est également approvisionné par des tiers dont les produits sont acheminés sur le réseau de Northern Natural. Les clients de Northern Natural ont manifesté l'intention de continuer de s'approvisionner auprès de celle-ci, mais leur demande n'a pas encore pu être établie définitivement en raison de divers facteurs, dont:

- le fait que Northern Natural évite d'autres réseaux et que d'autres sociétés évitent le réseau de Northern Natural pour atteindre leurs marchés;
- l'exercice du droit des clients de Northern Natural de reconvertir en composante-vente les volumes de vente qui avaient été affectés à la composante-transport, ou d'affecter d'autres volumes de vente à la composante-transport;
- les forces contradictoires exercées par la croissance du marché et la conservation de l'énergie; et
- l'influence des conditions climatiques sur les approvisionnements énergétiques choisis par les clients de Northern Natural.

Jusqu'à présent, les volumes de gaz achetés par Northern Natural auprès de vendeurs canadiens ont été acheminés selon un facteur de charge de 70 p. 100. Northern Natural estime qu'il s'agit là d'une estimation raisonnable de son facteur de charge futur. Cette prévision se fonde sur les besoins en volume de Northern Natural, sur la sensibilité des prix aux conditions du marché, sur les obligations contractuelles concernant les achats minimums et les droits perçus sur les incommandés, sur l'introduction de tarifs d'intéressement, et sur l'obligation de Northern Natural de payer des droits sur la demande de transport en amont.

Northern Natural achète 43 p. 100 de son gaz auprès de sources canadiennes, le reste provenant des É.-U. Les volumes proposés à l'exportation par Mobil Canada représenteraient environ 3 p. 100 de l'ensemble de ses approvisionnements canadiens et 1 p. 100 de l'ensemble des approvisionnements de Northern Natural. Les volumes proposés par Unigas et Western Gas représenteraient respectivement environ 15 et 18 p. 100 de l'ensemble des approvisionnements canadiens, et 5 et 6 p. 100, respectivement, de l'ensemble des approvisionnements de Northern Natural.

Jusqu'en novembre 1989, Northern Natural a acheté $4\,745\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($167,5\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$) de gaz de la Consolidated Natural Gas Limited («Consolidated») en vertu de la licence GL-75, échue depuis. Des contrats conclus avec Mobil Canada et Unigas, et un contrat d'approvisionnement de $1\,346\,10^3\text{m}^3$ ($47,5\,10^6\text{pi}^3$) par jour passé avec Western Gas, ont remplacé celui de la Consolidated et ont permis à Northern Natural de diversifier ses sources d'approvisionnement. Deux autres contrats conclus entre Western Gas et Northern Natural (voir paragraphe 4.3.3) engageant Western Gas à livrer du gaz à Carlton (Minnesota) et à Ventura (Iowa) remplaceraient, pour ce qui est du premier, un accord de

stockage avec un tiers qui arrivera bientôt à échéance, et pour ce qui est du second, des contrats d'approvisionnement à court terme.

2.3.2 Transport

Les volumes de gaz proposés à l'exportation seraient acheminés sur le réseau de NOVA jusqu'à l'interconnexion avec TransCanada près d'Empress (Alberta), d'où ils seraient livrés à GLGT près d'Emerson (Manitoba).

Mobil Canada est maintenant prête à transporter 86 p. 100 des volumes prévus sur le gazoduc de NOVA, le reste étant destiné à la station de réception de Lone Pine, que NOVA prévoit pouvoir utiliser à partir du 1^{er} novembre 1991.

Consolidated, qui détient des droits de transport sur le gazoduc de TransCanada, a accepté de prendre livraison des volumes commandés à Mobil Canada par Northern Natural près d'Empress (Alberta) et de livrer à nouveau, à Emerson, ces volumes à Mobil Canada pour le compte de Northern Natural. Northern Natural serait responsable de recouvrer les droits liés à la demande imposés sur le gazoduc de TransCanada.

Northern Natural s'est assurée par contrat de $3\,400\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($120,0\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$) de service garanti sur le réseau de GLGT, et détient actuellement des droits de dépassement prioritaire sur ce réseau. Northern Natural a déclaré que, étant donné qu'elle subira une réduction de ses droits de dépassement au cours des quatre prochaines années, elle pourrait conclure une entente de transport interruptible avec GLGT. L'entente de transport garanti conclue entre Northern Natural et GLGT expire le 31 octobre 1992.

Au moment de l'audience, Northern Natural négociait avec GLGT une prorogation de cinq ans, avec option de renouvellement pour cinq années supplémentaires.

Le transport des volumes proposés à l'exportation ne nécessiterait pas l'établissement de nouvelles installations.

2.3.3 Contrat de vente de gaz

Le 24 août 1990, un contrat de vente de gaz a été conclu entre Mobil Canada et Northern Natural. Le contrat sera exécuté en deux phases totalisant une période de dix ans, la phase principale se terminant le 31 octobre 1995. Si les deux parties sont toujours satisfaites des modalités du contrat, les exportations se poursuivront jusqu'au 31 octobre 2000, après quoi le contrat pourrait être prolongé d'année en année.

Le contrat prévoit la livraison quotidienne d'un volume de gaz maximal de $564\,10^3\text{m}^3$ ($20,0\,10^6\text{pi}^3$) jusqu'au point d'interconnexion des gazoducs de TransCanada et de GLGT près d'Emerson (Manitoba).

Le contrat est assujéti aux régimes d'autorisations canadiens et américains.

Northern Natural est tenue d'assurer à Mobil Canada une couverture pour incommandés correspondant à 25 p. 100 de la différence entre un facteur de charge annuel de 60 p. 100 et les volumes effectivement commandés. Si Northern Natural commande moins de 60 p. 100 du débit quotidien maximal prévu (QJM) sur une base annuelle, Mobil Canada pourra réduire le débit qu'elle est tenue de livrer chaque jour.

Précisons que Mobil Canada a la possibilité de refuser de procéder à des livraisons en été, si la composante-produit est inférieure au prix minimum préalablement fixé par Mobil Canada.

Le prix payé par Northern Natural à Mobil Canada comprendrait des droits mensuels de réservation, une composante-produit et une composante-demande. Toute taxe résultant de l'application de la *Take-or-pay Costs Sharing Act* de l'Alberta (loi sur le partage des coûts forfaitaires) ainsi que tout rajustement imposé par l'opinion 256 de la Federal Energy Regulatory Commission des États Unis («FERC») seraient retranchés de la composante-produit. Les droits mensuels de réservation seraient égaux au produit de 16 p. 100 de la composante-produit multiplié par le volume mensuel maximal.

La valeur initiale de la composante-produit serait de 1,60 \$ US/GJ (1,72 \$ US/10⁶Btu), après quoi la composante-produit serait réévaluée à chaque mois pour qu'elle tienne compte, en proportions égales, des variations des prix au comptant du gaz dans les États du Kansas et de l'Oklahoma et des variations de la composante-produit moyenne des exportations provenant de l'Alberta.

Chacune des parties peut, au cours des deux phases du contrat, demander la renégociation de conditions du contrat. (Une seule demande de négociation par phase et par partie.) Si les parties ne s'entendent pas, le contrat se termine automatiquement. Le contrat peut aussi être renégocié à la fin de la première phase.

La composante-demande du prix contractuel permet à Mobil Canada de recouvrer les frais de transport engagés sur les réseaux de NOVA et de TransCanada et, selon le cas, sur le réseau TransGas Limited («TransGas»).

Si Northern Natural enregistre une diminution importante de ses ventes de gaz, elle a le droit de réduire le volume des commandes prévu au contrat. Northern Natural ne peut exercer ce droit pour se procurer les volumes correspondants auprès d'autres sources d'approvisionnement.

Le prix estimatif en vigueur à compter du 1^{er} mars 1991 (à la frontière de l'Alberta), aurait été de 1,51 \$ Can/GJ (1,62 \$ Can/10⁶Btu).

2.1.4. Approbations réglementaires

Mobil Canada a déposé une demande d'autorisation d'acheminement auprès de l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta («OCREA»). La décision de l'OCREA est en instance.

Northern Natural a déclaré qu'elle avait l'intention de demander un permis d'importation au Department of Energy, Office of Fossil Energy des É.-U. («DOE/FE») vers la mi-juin 1991.

2.4 Opinion de l'Office

L'Office estime adéquats les approvisionnements en gaz dont dispose Mobil Canada, compte tenu des renseignements qui lui ont été fournis en ce qui concerne les gisements affectés au contrat. Par ailleurs, l'Office est convaincu que les déficiences éventuelles de la capacité de production pourront être compensées par les autres sources d'approvisionnement de Mobil Canada.

Étant donné que Mobil Canada compte sur ses propres sources d'approvisionnement pour procéder aux exportations proposées, il ne lui a pas été nécessaire de fournir une preuve du soutien des producteurs.

L'Office reconnaît que Northern Natural est depuis long- temps un acheteur d'importantes quantités de gaz canadien et prévoit qu'il continuera d'en être ainsi, du moins dans un avenir prévisible. Il note aussi que les volumes de gaz fournis par Mobil Canada ne représenteraient qu'environ 1 p. 100 de l'ensemble des besoins annuels de Northern Natural et qu'il est donc peu probable qu'une modification de la demande globale des SDL desservies par Northern Natural ne se répercuterait que sur les fournitures de Mobil Canada. L'Office note en particulier que la licence demandée traduit l'intention de Mobil Canada et de Northern Natural de convertir une autorisation d'exportation à court terme en autorisant l'exportation à long terme.

L'Office constate que les dispositions de transport ont été prises pour tous les gazoducs qui seront employés. et que les négociations pour la prorogation des accords de transport existants sont sur la bonne voie. En outre, l'Office a pu établir que tous les droits de transport fixes sur le réseau canadien seront recouverts.

Pour ce qui est du contrat de vente, l'Office estime que les dispositions contractuelles relatives à la couverture des volumes non commandés, aux droits de réservation, aux droits liés à la demande et à la capacité de Mobil Canada de réduire ses engagements de livraison assureront à celle-ci un taux d'enlèvement suffisant

L'Office a examiné le contrat et a établi à sa satisfaction qu'il a été négocié dans des conditions de pleine concurrence.

L'Office reconnaît que l'attribution du permis d'importer par le DOE/FE demeure essentielle, bien qu'il ne prévoit pas de difficulté à ce sujet.

2.5 Décision

L'Office a décidé d'accorder à Mobil Canada une licence d'exportation de gaz naturel, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'annexe I présente les modalités de ladite licence, notamment sa période de validité qui commencera à la date d'approbation du gouverneur en conseil et se terminera le 1^{er} novembre 1994, à moins que les exportations visées ne commencent le 1^{er} novembre 1994 ou avant cette date; dans ce cas, elle prendrait fin le 31 octobre 2000.

Chapitre 3

Unigas Corporation

3.1 Résumé de la demande

Le 11 février 1991, Unigas faisait une demande de licence d'exportation de gaz naturel, conformément à la partie VI de la Loi, dans laquelle étaient proposées les modalités suivantes:

Période de validité	-	du 1 ^{er} novembre 1991 au 1 ^{er} novembre 2001
Point d'exportation	-	près de Monchy (Saskatchewan)
Quantité journalière maximale	-	2 820 10 ³ m ³ (100,0 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	1 030 10 ⁶ m ³ (36,5 10 ⁹ pi ³)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	1 0300 10 ⁶ m ³ (365,0 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 p. 100 par jour

Le gaz que l'on se propose d'exporter proviendrait de gisements, de champs et de sites gaziers se trouvant en Alberta et en Saskatchewan.

Le gaz serait transporté soit par le gazoduc de NOVA soit par celui de TransCanada et serait livré au réseau de Foothills Pipe Lines (Yukon) Limited («Foothills») près de MacNeil (Alberta) ou de Crane Lake (Saskatchewan), selon le cas. Foothills acheminerait ensuite le gaz jusqu'à la frontière, près de Monchy (Saskatchewan) d'où il serait livré à la Northern Border Pipeline Company («Northern Border»).

Le gaz serait revendu par Northern Natural à des SDL.

3.2 Approvisionnement en gaz

3.2.1 Contrats d'approvisionnement

Unigas a signé des contrats d'approvisionnement avec Western Gas et les treize producteurs suivants : Altex Resources Ltd., Blue Range Resource Corp., Cube Energy Corp., Czar Resources Ltd., Dekalb Energy Canada Ltd., Enron Oil Canada Ltd., Inverness Petroleum Ltd., Mobil Canada, Morgan Hydrocarbons Ltd. («Morgan Hydrocarbons»), Omega Hydrocarbons Ltd., Pancontinental Oil Ltd., Ranchmen's Resources Ltd. et Renaissance Energy Ltd. Ces contrats d'approvisionnement seront en vigueur jusqu'au 31 octobre 2001.

À l'exception de Western Gas, tous les contrats d'approvisionnement avec les producteurs renferment des dispositions garantissant la QJM. Si un producteur ne fournit pas sa QJM et qu'il ne peut la rétablir en moins de deux semaines, Unigas a le droit de réduire la QJM de ce producteur et de récupérer les volumes correspondants auprès de Western Gas. En outre, conformément aux dispositions du contrat conclu avec Western Gas, Unigas est tenue, dans la mesure du possible, d'augmenter le

débit assuré à Western Gas des $428 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($15,1 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) prévus jusqu'à un maximum de $566 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($20,0 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$).

Chacun des producteurs, hormis Mobil Canada et Western Gas, a convenu d'affecter des réserves spécifiques à l'approvisionnement d'Unigas. Bien que Mobil Canada ait fait mention de gisements spécifiques (qui lui serviront également à étayer une demande de permis d'acheminement provincial), elle s'est réservé l'option d'approvisionner Unigas à partir de ses autres sources d'approvisionnement. À l'instar de Mobil Canada, Western Gas pourra alimenter Unigas à partir de ses autres sources d'approvisionnement. Et comme pour ses autres contrats à long terme, Western Gas a accepté de maintenir un rapport réserves restantes-production («RR/P») d'au moins 10/1, afin d'être en mesure de conclure de nouvelles ententes d'approvisionnement ou de renouveler ses ententes actuelles.

3.2.2 Réserves

Le tableau 3-1 indique que l'estimation des réserves établies restantes d'Unigas engagées sous contrat est légèrement inférieure à celle d'Unigas, et qu'elle dépasse le volume visé par la demande dans une proportion de 6 p. 100.

Les réserves d'où proviendront les volumes engagés par Unigas sont situées en Saskatchewan et en Alberta. Elles sont estimées par Unigas à $1 \text{ } 109 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ ($39 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$) pour celles de la Saskatchewan et à $10 \text{ } 591 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ ($374 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$) pour celles de l'Alberta, comparativement aux $783 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ ($28 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$) et aux $10 \text{ } 151 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ ($358 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$) respectivement, estimés par l'Office.

Toutes les réserves que possède Unigas en Saskatchewan sont situées dans le gisement de Liebenthal Milk River, à l'exception d'un petit gisement du Crétacé dans la région de Senlac. Étant donné qu'une grande partie des réserves de Liebenthal est inexploitée, un conseiller indépendant de Unigas, Coles Gilbert Associates Ltd. («Coles Gilbert»), a introduit un facteur de risque économique dans son estimation des réserves établies pour ce gisement. Précisons toutefois qu'au cours de l'audience, Unigas, s'appuyant sur l'opinion de son producteur - Morgan Hydrocarbons - qui considère les réserves de Liebenthal comme établies, a mis en doute la nécessité d'introduire un tel facteur. Néanmoins, l'Office partage l'avis de Coles Gilbert selon lequel il existe un degré d'incertitude dans la prise en considération de gisements non forés, et a donc introduit un facteur de risque géologique dans son évaluation des gisements non forés, ne serait-ce qu'en raison de son manque de données de contrôle et de production. Pour ces raisons, et à cause des interprétations divergentes concernant le rendement de Milk River, l'Office a estimé que les réserves de la Saskatchewan étaient inférieures au chiffre avancé par Unigas dans une proportion d'environ 29 p. 100.

L'estimation de l'Office concernant les réserves que possède Unigas en Alberta est sensiblement la même que celle d'Unigas. Les différences entre les estimations du rendement net, de la superficie et du facteur de récupération sont mineures pour les 210 gisements considérés par Office. Plusieurs de ces gisements sont situés dans des sables crétacés et sont actuellement à puits unique. Près de 80 p. 100 de ces gisements sont inexploités et contiennent des réserves inférieures à $100 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ ($3,5 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$).

En résumé, les chiffres de l'Office concernant la totalité des réserves établies que possède Unigas sont légèrement inférieurs à ceux présentés par cette dernière. L'Office admet cependant que son estimation des réserves situées en Saskatchewan pourrait éventuellement être révisée à la hausse et que les bilans de l'Office et d'Unigas dépassent tous deux le volume global proposé à l'exportation.

3.2.3 Capacité de production

La figure 3-1 compare les estimations de la capacité de production de l'Office et d'Unigas et le volume visé par la demande selon un facteur de charge de 100 p. 100.

Unigas prévoit avoir une capacité de production suffisante jusqu'à l'année contractuelle 1996, après quoi les déficiences de production iront en grandissant. Les prévisions de l'Office sont semblables à celles d'Unigas, à la différence que la capacité de production commencera à faire défaut dès le milieu de 1994. Les deux estimations, illustrées à la figure 3-1, admettent que la QJM de Western Gas atteindrait le niveau maximal absolu indiqué au paragraphe 3.2.1.

En cas de déclin de sa capacité de production, Unigas a proposé de demander à ses producteurs de lui affecter de nouveaux gisements ou de conclure de nouveaux contrats d'approvisionnement avec d'autres vendeurs. Elle a aussi proposé de compenser une déficience temporaire en s'approvisionnant à ses propres réserves de substitution, à l'appui de quoi elle a fourni un bilan global de ses approvisionnements et fournitures pour ses réserves de substitution.

3.3 Marché, ententes commerciales et approbations réglementaires

3.3.1 Marché

Le marché de Northern Natural est décrit au paragraphe 2.3.1 des présents Motifs.

3.3.2 Transport

Les volumes de gaz proposés à l'exportation seraient transportés par le gazoduc de NOVA ou le gazoduc de TransGas jusqu'à leurs points d'interconnexion respectifs avec le réseau Foothills et seraient livrés au réseau de Northern Border près de Monchy (Saskatchewan).

Sur le gazoduc de NOVA, Unigas utiliserait des capacités garanties de transport faisant actuellement l'objet d'un contrat. Pour sa part, Morgan Hydrocarbures concluerait un contrat de service sur le gazoduc de TransGas.

Tableau 3-1
Comparaison des estimations des réserves établies de gaz naturel d'Unigas
et du volume visé par la demande

Unigas	ONE	Volume visé par la demande
11 700 (413)	10 934 (386)	10 300 (364)

-
1. Au 1^{er} novembre 1991
 2. Au 31 décembre 1990. L'estimation des réserves restantes d'Unigas établie par l'Office serait inférieure d'au moins 530 10⁶m³ (19 10⁹pi³) au chiffre indiqué par la société si l'on tenait compte de la production estimative prévue jusqu'au 1^{er} novembre 1991. Les chiffres de l'Office seraient alors inférieurs à ceux d'Unigas dans une proportion de 11 p. 100, et légèrement supérieurs au volume visé par la demande

Les volumes transportés sur le réseau de Foothills utiliseraient une capacité garantie en vertu d'une entente conclue entre Consolidated et Foothills.

Northern Natural transporterait les volumes de gaz proposés depuis Monchy (Saskatchewan) jusqu'à Ventura (Iowa) en utilisant la capacité prévue aux termes d'une entente de transport garanti qu'elle a conclue avec Northern Border.

Des travaux mineurs seraient nécessaires sur les gazoducs de NOVA et de TransCanada pour assurer l'exportation.

3.3.3 Contrat de vente de gaz

Un contrat de vente de gaz, en vigueur depuis le 1^{er} novembre 1989 et qui se terminera le 31 octobre 2001, a été conclu entre Unigas et Northern Natural. Des livraisons de gaz en vertu d'autorisations à court terme sont effectuées depuis novembre 1989. Le contrat permet de continuer les livraisons faites à Northern Natural en vertu d'un contrat passé entre Northern Natural et Consolidated, filiale de Unigas, qui a expiré le 31 octobre 1989.

Le contrat prévoit la livraison quotidienne d'un volume maximal de $2\,820\,10^3\text{m}^3$ ($100,0\,10^6\text{pi}^3$) de gaz au point d'interconnexion des réseaux de Foothills et de Northern Border près de Monchy (Saskatchewan).

Le contrat est assujéti au régime d'autorisations à long terme du Canada et des États-Unis, ainsi qu'à une clause de capacité garantie de transport.

Northern Natural est tenue par contrat de procéder à des achats annuels égaux ou supérieurs à 60 p. 100 de la quantité contractuelle annuelle («QCA»). Si les enlèvements de Northern Natural n'atteignaient pas cette proportion, elle serait obligée de verser une compensation égale à 25 p. 100 du prix moyen pondéré du gaz («PMPG») de Northern Natural, calculée en fonction du volume non enlevé pendant l'année.

Le prix payé par Northern Natural jusqu'à concurrence de 60 p. 100 de la QCA comprendrait le PMPG, une composante-demande et une composante-produit. Le PMPG serait rajusté mensuellement en fonction des variations du prix des approvisionnements de Northern Natural en provenance des É.-U. Pour des commandes supérieures à 60 p. 100 de la QCA, le prix serait à négocier.

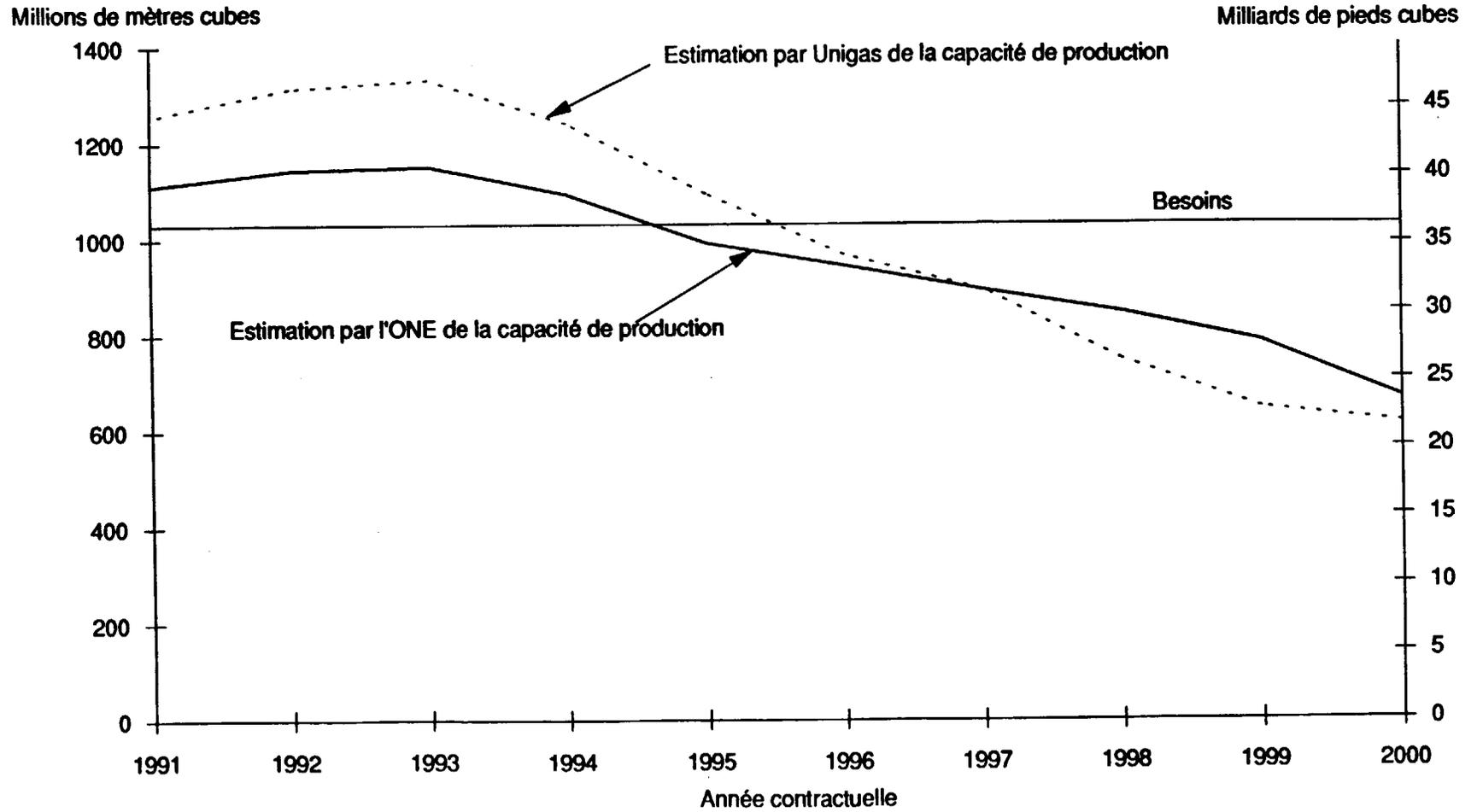
Si, avant le 31 octobre 1991, Northern Natural convenait d'acheter du gaz auprès d'un autre fournisseur canadien à des conditions plus favorables que celles du contrat proposé, Unigas pourrait demander à Northern Natural de lui acheter les volumes en question aux conditions établies par l'autre fournisseur.

Chacune des parties peut, entre le 1^{er} novembre 1990 et le 1^{er} novembre 1992, demander à une seule reprise la renégociation des conditions du contrat. Si les parties ne s'entendaient pas, le contrat se terminerait automatiquement.

La composante-demande du prix contractuel dédommagerait Unigas des droits de transport liés à la demande exigés sur les réseaux de NOVA et de TransGas, ainsi que des droits de service exigés sur le réseau de Foothills.

Figure 3-1

COMPARAISON DES ESTIMATIONS PAR UNIGAS ET L'ONE DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE



Si Northern Natural enregistrerait une diminution importante de ses ventes de gaz, elle aura le droit de réduire le volume des commandes prévu au contrat. Elle ne peut toutefois exercer ce droit pour se procurer les volumes correspondants auprès d'autres sources d'approvisionnement.

Le prix estimatif qui aurait été en vigueur aux termes du contrat, au 1^{er} mars 1991 (à la frontière de l'Alberta), est de 155 \$ Can/GJ (1,66 \$ Can/10⁶Btu).

3.3.4. Approbations réglementaires

Unigas a déposé une demande d'autorisation d'acheminement auprès des autorités albertaines, en vertu de laquelle la majeure partie des volumes de gaz engagés par contrat pourront être livrés. Le gaz provenant de Mobil Canada, de Western Gas et des réserves de Morgan Hydrocarbons en Saskatchewan serait acheminé en vertu des permis détenus par ces sociétés.

Le gaz provenant des réserves de Western Gas serait livré en vertu du permis GR 91-9 de l'Alberta. Les trois autres demandes d'autorisation d'acheminement sont en instance.

Le 7 février 1990, la Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta («CCPA») a écrit une attestation du soutien des producteurs concernant la vente de gaz par Western Gas.

Le permis d'importation du DOE/FE pour la totalité des volumes proposés et l'ensemble de la période visée a été accordé le 20 décembre 1990.

3.4 Opinion de l'Office

L'Office constate que même si son estimation des réserves établies d'Unigas excède le volume global proposé à l'exportation, les prévisions relatives à sa capacité de production indiquent qu'il pourrait avoir déficience de capacité dès l'année contractuelle 1995. L'Office reconnaît cependant que son estimation des réserves se trouvant en Saskatchewan pourrait, à terme, être révisée à la hausse, et partage l'opinion de Unigas selon laquelle les déficiences pourraient être compensées par la mise à contribution d'autres gisements et réserves et le recours à l'ensemble des autres fournisseurs d'Unigas. L'Office se déclare donc satisfait des arrangements pris par Unigas pour assurer ses approvisionnements et a pu établir qu'elle bénéficie du soutien des producteurs pour son projet d'exportation à Northern Natural.

L'Office reconnaît que Northern Natural est depuis long-temps un acheteur d'importantes quantités de gaz canadien, et prévoit qu'il continuera d'en être ainsi, du moins dans un avenir prévisible. L'Office note aussi que les volumes fournis par Unigas ne représenteraient qu'environ 5 p. 100 du total des besoins annuels de Northern Natural et qu'il est donc peu probable qu'une modification de la demande globale se répercuterait uniquement sur les approvisionnements d'Unigas. L'Office note en particulier que la licence demandée traduit l'intention d'Unigas et de Northern Natural de convertir une autorisation d'exportation à court terme en autorisation d'exportation à long terme.

L'Office note que les dispositions de transport ont été prises pour tous les gazoducs qui seront employés. En outre, l'Office a pu établir que tous les droits fixes de transport exigés par le réseau canadien seront recouverts.

L'Office estime que les dispositions du contrat de vente relatives à la couverture des volumes non commandés et à la composante-demande assureront à Unigas des enlèvements adéquats.

D'après l'examen de l'Office, le contrat a été négocié dans des conditions de pleine concurrence.

L'Office prend note de ce que le permis d'importation du DOE/FE a été accordé, et que les demande de permis d'acheminer en instance sont sur le point d'être accordées.

3.5 Décision

L'Office a décidé d'accorder à Unigas une licence d'exportation de gaz naturel, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'annexe I présente les modalités de ladite licence, notamment sa période de validité qui commencera à la date d'approbation du gouverneur en conseil et se terminera le 1^{er} novembre 1994, à moins que les exportations visées ne commencent le 1^{er} novembre 1994 ou avant cette date. Dans ce cas, elle prendrait fin le 1^{er} novembre 2001.

Chapitre 4

Western Gas Marketing Limited pour l'exportation de gaz à Northern Natural

4.1 Résumé de la demande

Le 11 avril 1991, Western Gas a présenté une demande en vue de trois licences d'exportation de gaz naturel conformément à la partie VI de la Loi, dans laquelle étaient proposées les modalités suivantes:

Licence A. «Contrat à Emerson de 47,5 10⁶pi³»

Période de validité	-	de la date du premier jour du mois suivant l'approbation du gouverneur en conseil jusqu'au 31 octobre 2001
Point d'exportation	-	près d'Emerson (Manitoba)
Quantité journalière maximale	-	1 346 10 ³ m ³ (47,5 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	492 10 ⁶ m ³ (17,4 10 ⁹ pi ³)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	le nombre de jours compris dans la période de validité multiplié par 1 346 10 ³ m ³ (47,5 10 ⁶ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 p. 100 par jour et 2 p. 100 par année

Licence B. «Contrat à Emerson de 6 10⁹pi³»

Période de validité	-	de la date du premier jour du mois suivant l'approbation du gouverneur en conseil jusqu'au 31 mars 1996
Point d'exportation	-	près d'Emerson (Manitoba)
Quantité journalière maximale	-	1 416 10 ³ m ³ (50,0 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	170 10 ⁶ m ³ (6,0 10 ⁹ pi ³)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	850 10 ⁶ m ³ (30,0 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 p. 100 par jour et 2 p. 100 par année

Licence C. «Contrat à Monchy»

Période de validité	-	de la date du premier jour du mois suivant l'approbation du gouverneur en conseil jusqu'au 31 octobre 2001
---------------------	---	--

Point d'exportation	-	près de Monchy (Saskatchewan)
Quantité journalière maximale	-	708 10 ³ m ³ (25,0 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	259 10 ⁶ m ³ (9,2 10 ⁹ pi ³)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	le nombre de jours compris dans la période de validité multiplié par 708 10 ³ m ³ (25,0 10 ⁶ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 p.100 par jour et 2 p. 100 par année

Le gaz que l'on se propose d'exporter proviendrait de gisements, champs et sites gaziers se trouvant en Alberta.

Le gaz qui serait exporté à Emerson (Manitoba) serait transporté par le gazoduc de NOVA jusqu'au point d'interconnexion avec le gazoduc de TransCanada, près d'Empress (Alberta). TransCanada acheminerait ensuite les volumes de gaz proposés à l'exportation jusqu'à la frontière, près d'Emerson (Manitoba), d'où il serait livré à Northern Natural près de Carlton (Minnesota) par le réseau de GLGT.

Le gaz qui serait exporté à Monchy (Saskatchewan) serait transporté par le gazoduc de Foothills depuis MacNeil (Alberta), jusqu' au gazoduc de Northern Border. Western Gas Marketing USA Ltd. («Western Gas USA») prendrait possession du gaz à Monchy pour le revendre à Northern Natural. Le réseau Northern Border assurerait ensuite le transport depuis Monchy jusqu'à Ventura (Iowa), où le gaz serait livré à Northern Natural.

Le gaz serait revendu par Northern Natural à ses clients. Ces trois ententes succèdent à des accords à long terme de vente-transport regroupés conclus entre Northern Natural et TransCanada à l'époque de la construction du gazoduc de TransCanada. Ces accords étaient régis par des licences d'exportation à long terme maintenant expirées.

4.2 Approvisionnement en gaz

Les considérations exposées dans la présente section valent pour les trois demandes de Western Gas.

À l'appui de ses demandes, Western Gas a surtout fait valoir l'étude des approvisionnements en gaz fournie à l'Office dans le cadre de l'audience GH-5-89. Cette étude a été mise à jour afin de tenir compte de certaines diminutions des réserves restantes établies, diminutions attribuables à la production des deux dernières années et à des changements survenus dans l'ensemble des contrats.

L'examen de l'Office concernant les approvisionnements en gaz de Western Gas au regard des volumes proposés dans sa demande est fondé sur une analyse approfondie des renseignements fournis pendant l'audience GH-5-89. Compte tenu du fait que l'état des approvisionnements n'a pas changé de façon significative depuis celle instance, l'Office n'a pas jugé nécessaire de procéder à une seconde étude détaillée des réserves et de la capacité de production de Western Gas. Signalons toutefois que certaines modifications ont été apportées à l'étude de l'Office, modifications qui sont exposées dans les paragraphes qui suivent. Les détails de la première étude de l'Office sont fournis à l'annexe II.

4.2.1 Contrats d'approvisionnement et réserves

Depuis l'audience GH-5-89, Western Gas a révisé l'estimation de ses réserves restantes. Son estimation actuelle, au 30 septembre 1990, totalise 539 10⁹m³ (19,0 10¹²pi³). L'estimation actuelle de

Western Gas est inférieure de $106 \text{ } 10^9 \text{ m}^3$ ($3,7 \text{ } 10^{12} \text{ pi}^3$) à celle fournie pendant l'audience GH-5-89. Cette différence est surtout attribuable à la production des deux dernières années et à des changements mineurs apportés dans ses contrats d'approvisionnement. Les perspectives de non-reconduction de contrats d'approvisionnement n'ont pas subi de changements importants depuis l'audience GH-5-89.

4.2.2 Capacité de production

Les prévisions présentées par Western Gas en ce qui concerne sa capacité de production sont fondées sur les dernières estimations de ses réserves restantes établies et sur les avis de non-reconduction de contrats d'approvisionnement qui lui avaient été signifiés au moment de l'audience. Ces prévisions sont sensiblement les mêmes que celles qui avaient été fournies à l'audience GH-5-89.

Selon l'Office, l'ajustement des prévisions concernant la capacité de production, étant donné l'augmentation des besoins en approvisionnement qu'entraînera la livraison des volumes proposés, est négligeable. L'Office continue donc de s'appuyer sur l'étude de la capacité de production qui a été effectuée dans le cadre de l'audience GH-5-89.

Western Gas a aussi mentionné que les contrats d'exportation proposés auront la même priorité d'accès à ses sources d'approvisionnement que ses autres contrats de vente à long terme. Aux termes de ces contrats, Western Gas n'est pas autorisée à conclure de nouveaux contrats de vente de gaz ni à renouveler ses contrats actuels si son RR/P décline au-dessous du rapport 10/1. Western Gas a fait remarquer que son RR/P, pour la dernière année de la période prévue, était supérieur à 17/1.

4.3 Marché, ententes commerciales et approbations réglementaires

4.3.1 Marché

Le marché de Northern Natural est décrit au paragraphe 2.3.1 des présents Motifs.

4.3.2 Transport

Tous les volumes de gaz livrés à Northern Natural seraient regroupés en Alberta et livrés aux points d'acheminement d'Empress et de MacNeil en vertu de contrats de transport garanti conclus entre TransCanada et NOVA. La plupart de ces contrats expirent en 2001 et renferment des clauses de reconduction.

4.3.2.1 Contrat à Emerson de $47,5 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$

En vertu de ce contrat, les volumes de gaz proposés à l'exportation seraient transportés par le gazoduc de NOVA jusqu'à son point d'interconnexion avec le gazoduc de TransCanada près d'Empress (Alberta), et seraient livrés à GLGT près d'Emerson (Manitoba). Ils seraient ensuite transportés par le gazoduc de GLGT et livrés à Northern Natural près de Carlton (Minnesota).

En vertu d'un contrat d'échange, Western Gas utiliserait les droits de transport que détient la Consolidated sur le gazoduc de TransCanada pour acheminer le gaz jusqu'à Emerson (Manitoba). Le contrat arrive à échéance le 31 octobre 1992, mais prévoit une clause de reconduction.

L'accord de transport garanti conclu avec GLGT expire le 31 octobre 1992. Au moment de l'audience, Northern Natural négociait une reconduction de cinq ans avec option de reconduction pour cinq autres années.

L'exécution de ce contrat d'exportation ne nécessiterait pas de nouveaux travaux.

4.3.1.2 Contrat à Emerson de 6 10⁹pi³

En vertu de ce contrat, les volumes de gaz proposés à l'exportation seraient transportés par le gazoduc de NOVA jusqu'à son point d'interconnexion avec le gazoduc de TransCanada près d'Empress (Alberta) et seraient livrés à GLGT près d'Emerson (Manitoba).

Western Gas transporterait les volumes de gaz à exporter depuis Empress jusqu'à Emerson en se prévalant des droits inutilisés de transport garanti qu'elle détient sur le gazoduc de TransCanada aux termes d'autres contrats de transport jusqu'à Emerson et, au besoin, en ayant recours à des services de transport interruptibles.

Northern Natural assurerait le transport du gaz depuis Emerson jusqu'à l'interconnexion de GLGT et de Northern Natural située à Carlton (Minnesota) en se prévalant de droits de dépassement autorisé qu'elle détient sur le réseau de GLGT, droits qui seraient progressivement révoqués d'ici le début de l'année contractuelle 1994. D'ici là, Northern Natural pourrait conclure une entente de service interruptible avec GLGT.

4.3.2.3 Contrat à Monchy

En vertu de ce contrat, les volumes de gaz proposés à l'exportation seraient transportés par le gazoduc de NOVA jusqu'à son point d'interconnexion avec le gazoduc de Foothills près de MacNeil (Alberta), et seraient livrés au réseau de Northern Border près de Monchy (Saskatchewan).

Western Gas a conclu avec Foothills un contrat de transport garanti pour l'acheminement d'un débit de 578 10³m³ (20,4 10⁶pi³) par jour. Ce contrat arrive à échéance le 31 octobre 1996. Le gaz pourrait aussi être transporté en vertu d'une entente conclue entre les sociétés pipelinières Foothills et TransCanada à raison de 2 833 10³m³ (100,0 10⁶pi³) par jour, jusqu'au 31 octobre 1996. La première année contractuelle ne donne pas lieu à une compensation directe des droits liés à la demande. Western Gas a fait valoir que ces droits seraient recouverts par l'intermédiaire de la composante-produit du tarif et que Northern Natural rembourserait directement à Western Gas USA, après la deuxième année du contrat, les droits liés à la demande sur le réseau de Foothills. Les droits liés à la demande sur le gazoduc de NOVA seraient directement remboursés après la troisième année du contrat, avant quoi les droits liés à la demande pour les volumes acheminés sur les réseaux de Foothills et de NOVA auraient en principe été recouverts grâce à la composante-produit.

TransCanada a conclu un contrat de transport garanti pour l'acheminement d'un débit de 3 400 10³m³/j (120,0 10⁶pi³/j) avec Northern Border. Ce contrat entre en vigueur le 1^{er} novembre 1991 et arrive à échéance le 31 octobre 1996, mais on prévoit qu'il sera reconduit.

La FERC a approuvé l'ajout d'installations supplémentaires sur le réseau de Northern Border pour assurer le transport des volumes proposés à l'exportation.

4.3.3 Contrats de vente de gaz

4.3.3.1 Contrat à Emerson de 47,5 10⁶pi³

Le 1^{er} novembre 1990, un contrat a été conclu entre Western Gas et Northern Natural pour la livraison quotidienne d'un volume maximal de 1 346 10³m³ (47,5 10⁶pi³) de gaz à l'interconnexion des gazoducs de TransCanada et de GLGT près d'Emerson (Manitoba). Ce contrat est entré en vigueur le

1^{er} novembre 1990 et il arrivera à échéance le 31 octobre 2001. Les volumes prévus sont acheminés depuis juillet 1990 en vertu d'autorisations à court terme.

Le contrat est assujéti aux régimes d'autorisation canadiens et américains ainsi qu'à la conclusion des contrats de transport nécessaires.

Northern Natural est tenue d'acheter à Western Gas un volume annuel de base d'environ $295 \cdot 10^6 \text{m}^3$ ($10,4 \cdot 10^9 \text{pi}^3$). Si les commandes de Northern Natural étaient inférieures à $285 \cdot 10^6 \text{m}^3$ ($10,1 \cdot 10^9 \text{pi}^3$), elle serait tenue de payer une compensation égale à 25 p. 100 du PMPG sur l'ensemble des non-commandés de l'année.

Le prix du gaz acheté par Northern Natural à Western Gas comprendrait une composante-demande, une composante-produit sur le volume de base, une composante-produit sur le volume d'incitation et une composante-produit sur le transport effectué à l'intérieur des frontières canadiennes. En l'occurrence, la composante-produit sur le volume de base serait égale au PMPG des approvisionnements américains de Northern Natural, moins une remise sur la composante-produit correspondant à un rajustement fondé sur les opinions 256 et 256a de la FERC, tandis que la composante-produit sur le volume d'incitation correspondrait au prix convenu entre Northern Natural et Western Gas. Un volume d'incitation est un volume qui dépasse le volume de référence sans dépasser la QJM.

Northern Natural serait responsable des droits liés à la demande sur les gazoducs de TransCanada et de NOVA, quelles que soient ses commandes. Elle serait également tenue de payer les droits de transport et le gaz utilisé comme combustible au Canada.

Les parties contractantes peuvent demander la renégociation des clauses tarifaires à la fin de chaque année. À défaut d'une entente négociée, la décision sera rendue par voie d'arbitrage afin de déterminer un prix comparable au PMPG de Northern Natural et à celui d'autres exportations garanties à long terme à partir de l'Alberta.

Si Northern Natural enregistre une diminution importante de ses ventes de gaz, elle pourra réduire les volumes d'approvisionnement prévus au contrat. Elle ne peut toutefois pas exercer ce droit pour se procurer les volumes correspondants auprès d'autres sources d'approvisionnement.

Le prix estimatif en vigueur aux termes du contrat au 1^{er} mars 1991 (à la frontière de l'Alberta) aurait été de 1,67 \$ Can/GJ (1,79 \$ can/ 10^6Btu).

4.3.3.2 Contrat à Emerson de $6 \cdot 10^9 \text{pi}^3$

Le 1^{er} novembre 1990, un contrat a été conclu entre Western Gas et Northern Natural pour la livraison quotidienne d'un volume maximal de $1\,416 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($50,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) à l'interconnexion des gazoducs de TransCanada et de GLGT près d'Emerson (Manitoba). Ce contrat est entré en vigueur le 1^{er} novembre 1990 et arrivera à échéance le 31 mars 1996. Aux termes du contrat, «l'année contractuelle» couvre une période de six mois comprise entre le 1^{er} octobre et le 31 mars suivant.

Le contrat est assujéti aux régimes d'autorisation canadiens et américains, et à la conclusion des ententes de transport nécessaires en aval.

Northern Natural est tenue de payer à Western Gas une compensation pour les volumes non commandés égale à 25p. 100 de la composante-produit, sur la différence entre la quantité minimale

annuelle («QMA») et les commandes réelles. Aux fins de la licence demandée, la QMA a été établie à $170 \cdot 10^6 \text{m}^3$ ($6,0 \cdot 10^9 \text{pi}^3$).

Les obligations de Northern Natural quant aux volumes devant être commandés sont assujetties à la capacité de transport disponible sur les gazoducs de TransCanada et de GLGT.

Le prix du gaz acheté par Northern Natural à Western Gas comprendrait une composante-demande et une composante-produit. La composante-produit serait déterminée sur une base mensuelle et serait égale au PMPG des approvisionnements américains de Northern Natural. La composante-demande rembourserait à Western Gas les droits liés à la demande et les coûts du combustible de fonctionnement engagés sur les gazoducs de NOVA et de TransCanada, plus les droits liés à la capacité de transport sur le réseau GLGT.

Le contrat ne contient aucune clause de renégociation du tarif. Cependant, si le PMPG de la composante-produit sur les volumes de base prévus au contrat à Emerson de $47,5 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ était renégociée ou soumise à l'arbitrage, la composante-produit établie aux termes du présent contrat serait rajustée en fonction du nouveau PMPG.

Si Northern Natural enregistre une diminution sensible de ses ventes de gaz, elle pourra réduire les volumes de commande prévus au contrat. Elle ne peut toutefois exercer ce droit pour se procurer les volumes correspondants auprès d'autres sources d'approvisionnement.

Le prix estimatif établi aux termes du contrat au 1^{er} mars 1991 (à la frontière de l'Alberta) aurait été de 1,80 \$ Can/GJ (1,93 \$ Can/ 10^6Btu).

4.3.3.3 Contrat à Monchy

Le 1^{er} novembre 1990, un contrat a été conclu entre Western Gas USA, société affiliée à Western Gas, et Northern Natural pour la livraison d'un volume quotidien de $708 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($25,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) de gaz à l'interconnexion des réseaux de Foothills et de Northern Border près de Monchy (Saskatchewan). Ce contrat est entré en vigueur le 1^{er} novembre 1990 et arrivera à échéance le 31 octobre 2001.

Le contrat est assujéti aux régimes d'autorisation canadiens et américains, et à la conclusion d'ententes de transport garanti en aval.

Aux termes de ce contrat, Northern Natural s'est engagée à acheter de Western Gas USA un volume de base annuel égal à la QMi, laquelle correspond à 75 p. 100 de la QCA pour les trois premières années du contrat, et à 60 p. 100 de la QCA pour les années suivantes. Si les commandes de Northern Natural étaient inférieures à la QMi de moins 2p. 100 de la QCA au cours d'une année donnée, elle serait tenue de payer une compensation correspondant à 25p. 100 du PMPG sur le volume non commandé au cours de ladite année.

Les clauses tarifaires et les clauses de renégociation concernant les volumes d'incitation et la composante-produit sur le volume de base sont pratiquement identiques à celles du contrat à Emerson de $47,5 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ (paragraphe 4.3.3.1 des présents Motifs).

Au cours des deux premières années du contrat, la composante-demande ne comprendra que les coûts de service sur le gazoduc de Northern Border, tandis que pendant la troisième année, elle comprendra les coûts de service sur les gazoducs de Northern Border et de Foothills, et subséquentment sur les gazoducs de Northern Border, de Foothills et de NOVA. Au cours des premières années du contrat, les droits de transport fixes sur les gazoducs de Foothills et de NOVA seraient recouverts par

l'intermédiaire de la composante-produit. Northern Natural assumerait également tous les droits de transport ainsi que le combustible de fonctionnement.

Si Northern Natural enregistre une diminution sensible de ses ventes de gaz, elle pourra réduire les obligations d'achat que lui impose le contrat. Elle ne peut toutefois exercer ce droit pour se procurer les volumes correspondants auprès d'autres sources d'approvisionnement.

Le prix estimatif qui aurait été établi aux termes du contrat au 1^{er} mars 1991 (à la frontière de l'Alberta) aurait été de 1,23 \$ Can/GJ (1,32 \$ Can/10⁶Btu).

4.3.4 Approbations réglementaires

La province de l'Alberta a récemment approuvé une demande de Western Gas visant à regrouper les permis TC 80-14, TC 84-15 et TC 85-1 en un seul permis. Il en découle que tout le gaz livré conformément aux contrats à long terme conclus par Western Gas quittera l'Alberta en vertu du permis d'acheminement GR 91-9. La période initiale du permis se termine le 31 octobre 2005 et pourra être prolongée jusqu'au 31 octobre 2012 dans le cas des volumes destinés à Ocean State Power II.

La CCPA a émis une attestation du soutien des producteurs pour chacun des trois contrats d'exportation, le 5 décembre 1990.

Le 24 juin 1991, le DOE/FE accordait le permis d'importation nécessaire à l'exécution du contrat à Emerson de 47,5 10⁶pi³, et le 8 janvier 1991 Northern Natural déposait une demande de permis d'importation pour l'exécution du contrat à Emerson de 6 10⁹pi³. En ce qui concerne le contrat à Monchy, Northern Natural a fait remarquer qu'elle déposerait la demande de permis d'importation correspondante auprès du DOE/FE avant le début de l'audience.

4.4 Opinion de l'Office

À la suite de son étude des sources d'approvisionnement de Western Gas (révisée depuis l'audience GH-5-89), l'Office a pu établir à sa satisfaction que Western Gas dispose d'un approvisionnement de gaz suffisant pour répondre à ses engagements contractuels à l'intérieur du pays et au marché de l'exportation, y compris les engagements qu'elle se propose de prendre envers Northern Natural, même si les volumes assurés par les contrats d'approvisionnement qui arriveront à échéance dépassent ceux des contrats qui entreront en vigueur au cours de l'année contractuelle 1994-1995. Selon les prévisions de l'Office, il pourrait y avoir déficience de la capacité de production entre 1999 et 2003 si aucun des contrats d'approvisionnement qui arriveront à échéance n'était reconduit. L'Office est toutefois d'avis que l'état des approvisionnements de Western Gas se situera vraisemblablement entre ces deux pôles. Il considère donc que Western Gas dispose d'un approvisionnement suffisant pour répondre à ses engagements contractuels actuels à l'intérieur du pays et au marché de l'exportation, y compris ceux qu'elle se propose de prendre aux termes de sa demande.

L'Office constate également que le soutien des producteurs a été assuré pour chacun des contrats de vente proposés.

L'Office reconnaît que Northern Natural est depuis longtemps un acheteur d'importantes quantités de gaz canadien et prévoit qu'il continuera d'en être ainsi, du moins dans un avenir prévisible. L'Office note aussi que les volumes fournis par Western Gas ne représenteraient qu'environ 6 p. 100 du total des besoins annuels de Northern Natural et qu'il est donc peu probable qu'une modification de la demande globale des SDL clientes de Northern Natural se répercuterait uniquement sur les fournitures

de Western Gas. L'Office note en particulier que la licence demandée traduit l'intention de Western Gas et de Northern Natural de convertir une autorisation d'exportation à court terme en autorisation d'exportation à long terme.

L'Office note que les dispositions de transport ont été prises pour tous les gazoducs qui seront employés, et que les ententes de prorogation nécessaires devraient être conclues sous peu. Il a en outre établi que tous les droits fixes de transport exigés par le réseau canadien seront recouvrés.

L'Office estime que les dispositions contractuelles du contrat de vente relatives à la couverture des volumes non commandés, la composante-réservation et la composante-demande d'une part, et la réserve prévoyant que Western Gas peut réduire ses engagements de livraison d'autre part, garantiront à celle-ci des enlèvements adéquats.

Selon l'examen de l'Office, les trois contrats ont été négociés dans des conditions de pleine concurrence.

L'Office prend note de ce que les permis d'importation du DOE/FE pour les contrats à Emerson de 6 10⁹pi³ et à Monchy ne sont pas encore accordés, mais ne prévoit pas de difficulté à cet égard.

4.5 Décision

L'Office a décidé d'accorder à Western Gas trois licences d'exportation de gaz, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'annexe I présente les modalités desdites licences, notamment leurs périodes de validité qui commenceront le premier jour du premier mois suivant la date d'approbation du gouverneur en conseil et se termineront le 1^{er} novembre 1994, à moins que les exportations visées ne commencent le 1^{er} novembre 1994 ou avant cette date. Dans ce cas, elles prendraient fin aux dates d'expiration demandées.

Chapitre 5

Western Gas Marketing Limited pour l'exportation de gaz à NMU

5.1 Résumé de la demande

Le 11 avril 1991, Western Gas a présenté une demande de licence d'exportation de gaz naturel conformément à la partie VI de la Loi, dans laquelle étaient proposées les modalités suivantes:

Période de validité	-	du 1 ^{er} novembre 1991 au 1 ^{er} mai 2001
Point d'exportation	-	près d'Emerson (Manitoba)
Quantité journalière maximale	-	283 10 ³ m ³ (10 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	103 10 ⁶ m ³ (3,6 10 ⁹ pi ³)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	le nombre de jours compris dans la période de validité multiplié par 283 10 ³ m ³ (10,0 10 ⁶ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 p. 100 par jour et 2 p. 100 par année

Le gaz que Western Gas propose d'exporter proviendrait de gisements, champs et autres sites gaziers se trouvant en Alberta. Il serait acheminé par le gazoduc de NOVA sur le territoire de l'Alberta, puis par le gazoduc de TransCanada jusqu' au point d'exportation d'Emerson (Manitoba), d'où il serait acheminé par le gazoduc de GLGT jusqu'au réseau de NMU.

5.2 Approvisionnement en gaz

Les sources d'approvisionnement de Western Gas sont décrites au paragraphe 4.2 et à l'annexe II des présents Motifs.

5.3 Marché, ententes commerciales et approbations réglementaires

5.3.1 Marché

NMU, une division de UtiliCorp United Inc. («Utilicorp»), est une SDL desservant 24 000 consommateurs domestiques et industriels répartis sur 46 agglomérations de l'État du Minnesota. Ces agglomérations sont approvisionnées par les gazoducs de GLGT, de Viking Gas Transmission Company («Viking»), de Centra Pipelines Minnesota Inc. («Centra Pipelines») et de Northern Natural. NMU s'approvisionne en Alberta depuis 1970, année où le gazoduc de GLGT a été construit. Western Gas a fait valoir que le marché de NMU irait en croissant au cours des prochaines années, en raison de la politique de vente et de développement commercial dynamique adoptée par la société.

Western Gas a affirmé qu'elle prévoyait que le facteur de charge serait de 100 p. 100 pendant toute la durée de la licence.

5.3.2 Transport

Les volumes de gaz proposés à l'exportation seraient acheminés par le gazoduc de NOVA pour ce qui est du tronçon albertin, puis par le gazoduc de TransCanada entre Empress (Alberta) et Emerson (Manitoba). Aux États-Unis, le gazoduc de GLGT et éventuellement celui de Viking assureraient le transport jusqu'aux secteurs desservis par NMU.

Au Canada, NOVA fournirait un service de transport garanti à TransCanada en vertu d'un contrat déjà en vigueur. Quant à l'acheminement par le gazoduc de TransCanada, Western Gas utiliserait un contrat de SG en vigueur depuis le 1^{er} janvier 1988.

Aux États-Unis, le gaz serait acheminé en vertu d'un contrat de SG conclu entre NMU et GLGT, en vigueur depuis le 15 décembre 1988 et modifié le 18 décembre 1989. NMU a déclaré que les installations supplémentaires requises sur le gazoduc de GLGT ont été autorisées par la FERC et qu'elles devraient être en service d'ici le 1^{er} novembre 1991. Le contrat de vente de gaz prévoit aussi qu'un volume maximal de $113 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($4 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$) par jour pourrait être acheminé par le gazoduc de Viking.

5.3.3 Contrat de vente de gaz

Western Gas et NMU ont signé un contrat de vente de gaz le 1^{er} novembre 1990.

Ce contrat, en vigueur du 1^{er} novembre 1990 au 1^{er} mai 2001, prévoit une QCJ de $283,3 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($10 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$). Outre les volumes prévus, NMU peut demander à Western Gas de lui livrer, dans la mesure du possible, des volumes supplémentaires.

Le contrat prévoit une clause de commande minimale selon laquelle NMU est tenue de commander au moins 60 p. 100 de la QCA pour chaque année du contrat. Si les commandes de NMU n'atteignent pas la QCA, le volume manquant doit être compensé par les achats de l'année contractuelle suivante, à défaut de quoi Western Gas pourra réduire définitivement la QCJ prévue dans une proportion ne dépassant pas les volumes manquants.

Le contrat propose une structure de tarification à deux composantes: une composante-demande mensuelle et une composante-produit. La composante-demande que paiera NMU sera au moins égale à celle des services assurés par NOVA et TransCanada. Le contrat stipule que, du 1^{er} novembre 1990 au 30 avril 1991, la composante-produit sera de 1,70 \$ US/GJ (1,82 \$ US/ 10^6 Btu) jusqu'à concurrence de la QCA, et de 1,63 \$ US/GJ (1,75 \$ US/ 10^6 Btu) dans le cas des volumes supplémentaires. Par la suite, la composante-produit pourra être renégociée, à la demande de l'une ou l'autre des parties, avant le 1^{er} mars de l'année contractuelle en cours. En cas de litige, l'une des deux parties pourra en référer à la procédure d'arbitrage exécutoire. Le contrat contient aussi une clause permettant de renégocier, sans arbitrage, la composante-produit pour remplacer le montant annuel négocié par un montant indexé ou déterminé par un autre mode de calcul. La composante demande ne peut être ni renégociée ni soumise à l'arbitrage.

Le prix estimatif établi aux termes du contrat au 1^{er} mars 1991 (à la frontière de l'Alberta) aurait été de 2,15 \$ Can/GJ (2,31 \$ Can/ 10^6 Btu).

5.3.4 Approbations réglementaires

La province de l'Alberta a récemment approuvé une demande de Western Gas visant à regrouper les permis TC 80-14, TC 84-15 et TC 85-1 en un seul permis. Il en résulte que tout le gaz livré conformément aux contrats à long terme conclus par Western Gas quittera l'Alberta en vertu du permis d'acheminement GR 91-9. La période de validité initiale du permis se termine le 31 octobre 2005 et pourra être prolongée jusqu'au 31 octobre 2012 dans le cas des volumes destinés à Ocean State Power II.

La CCPA a émis une attestation du soutien des producteurs au projet proposé le 6 novembre 1990.

NMU a reçu le permis d'importation du DOE/FE le 29 novembre 1990.

5.4 Opinion de l'Office

À la suite de son étude des sources d'approvisionnement de Western Gas (révisée depuis l'audience GH-5-89), l'Office a pu établir à sa satisfaction que Western Gas dispose d'un approvisionnement suffisant pour répondre à ses engagements contractuels à l'intérieur du pays et au marché de l'exportation, y compris les engagements qu'elle se propose de prendre envers NMU, même si les volumes assurés par les contrats d'approvisionnement qui arriveront à échéance dépassent ceux des contrats qui entreront en vigueur au cours de l'année contractuelle 1994-1995. Selon les prévisions de l'Office, il pourrait y avoir déficience de la capacité de production entre 1999 et 2003 si aucun des contrats d'approvisionnement qui arriveront à échéance n'était reconduit. L'Office est toutefois d'avis que l'état des approvisionnements de Western Gas se situera vraisemblablement entre les deux pôles. Il considère donc que Western Gas dispose d'un approvisionnement suffisant pour répondre à ses engagements contractuels actuels à l'intérieur et à l'extérieur du pays et au marché de l'exportation, y compris ceux qu'elle se propose de prendre aux termes de sa demande.

L'Office reconnaît que NMU est un acheteur de gaz albertin depuis plus de vingt ans et que ce gaz lui est acheminé en vertu d'autorisations à court terme. En conséquence, l'Office estime que Western Gas a su démontrer que le marché de NMU représente pour le Canada un créneau stable et à long terme. L'Office est en outre d'avis que les enlèvements seront élevés, étant donné la sensibilité du prix aux conditions du marché et l'obligation faite à NMU de payer les droits liés à la demande sur les gazoducs canadiens.

L'Office a établi à sa satisfaction que Western Gas a reçu l'autorisation d'acheminer le gaz hors de l'Alberta, et que NMU a obtenu le permis d'importation du DOE/FE.

L'Office a également établi à sa satisfaction que le contrat de vente conclu entre Western Gas et NMU assurerait le recouvrement de tous les droits de transport fixes sur le territoire canadien, puisqu'il prévoit le recouvrement intégral des droits liés à la demande sur les gazoducs de NOVA et de TransCanada.

L'Office a établi que les deux parties se sont entendues sur la composante-produit à payer pour les six premiers mois du contrat et que, à la demande de l'une des deux parties, cette composante pourra être renégociée à chaque année. En cas de litige, l'une des deux parties pourra en référer à l'arbitrage exécutoire. L'Office est d'avis que les clauses contractuelles de tarification permettent d'ajuster le prix aux conditions du marché.

L'Office constate que le contrat a été négocié dans des conditions de pleine concurrence et que les conditions de tarification sont telles qu'elles permettront vraisemblablement cet accord de durer pendant toute la période de validité de la licence.

L'Office a établi à sa satisfaction que le projet a reçu le soutien des producteurs.

5.5 Décision

L'Office a décidé d'accorder à Western Gas une licence d'exportation de gaz, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'annexe I énonce les modalités de ladite licence, notamment sa période de validité qui commencera à la date d'approbation du gouverneur en conseil et se terminera le 1^{er} novembre 1993, à moins que les exportations visées ne commencent le 1^{er} novembre 1993 ou avant cette date. Dans ce cas, elle prendrait fin le 1^{er} mai 2001.

Chapitre 6

Western Gas Marketing Limited, mandataire de NMU

6.1 Résumé de la demande

Le 11 avril 1991, Western Gas, mandataire de NMU, a présenté, au nom de NMU et en vertu de la partie VI de la Loi, une demande de licence d'exportation de gaz naturel dans laquelle étaient proposées les modalités suivantes:

Période de validité	-	du 1 ^{er} novembre 1991 au 31 octobre 2002
Point d'exportation	-	près de Sprague(Manitoba)et de Fort Frances (Ontario)
Quantité journalière maximale	-	1 059 10 ³ m ³ (37,4 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	388 10 ⁶ m ³ (13,7 10 ⁹ pi ³)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	4,27 10 ⁹ m ³ (151 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 p. 100 par jour et 2 p. 100 par année

Les volumes de gaz proposés à l'exportation proviendraient de gisements, champs et sites gaziers situés en Alberta. Le gaz serait acheminé par le gazoduc de NOVA jusqu'à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan, puis par le gazoduc de TransCanada jusqu'à Spruce (Manitoba), au point d'interconnexion du gazoduc de Centra Transmission Holdings Ltd. («Centra Transmission») qui assurerait la livraison au point d'exportation de Sprague (Manitoba). À partir de la frontière, le gaz circulerait dans une conduite appartenant à Centra Pipelines jusqu'à son point de rentrée au Canada à Rainy River (Ontario), d'où il serait acheminé par Centra Transmission jusqu'à Fort Frances (Ontario). À cette étape, il traverserait la frontière pour être enfin livré à International Falls (Minnesota) par Centra Pipelines.

Les débits proposés à l'exportation seraient surtout destinés à l'approvisionnement du réseau de NMU.

6.2 Approvisionnement en gaz

Les sources d'approvisionnement de Western Gas sont décrites au paragraphe 4.2 et à l'annexe II des présents Motifs.

6.3 Marché, ententes commerciales et approbations réglementaires

6.3.1 Marché

NMU est une SDL desservant des centres de consommation de l'État du Minnesota. Les volumes proposés à l'exportation via Sprague (Manitoba) seraient livrés à diverses villes du nord du Minnesota, près de la frontière canado-américaine (Roseau, Baudette et International Falls). La majorité du débit quotidien, soit 850,0 10⁹m³ (30 10⁶pi³), serait vendu à la papeterie Boise Cascade Corporation («Boise Cascade») d'International Falls. La quantité initiale proposée comprend un débit d'environ 142 10³m³

($5,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) par jour qui ne pourra être livré que lorsque WGML aura obtenu un service de transport additionnel sur le gazoduc de TransCanada. Le demandeur a fait valoir qu'un volume supplémentaire à la QCJ de $142 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($5,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) par jour serait nécessaire pour un projet de centrale de cogénération prévu par Boise Cascade. Ces volumes additionnels représentent un second relèvement. Le demandeur était d'avis que les volumes supplémentaires liés au projet de centrale de cogénération représentent un nouveau marché.

Bien qu'aucun engagement contractuel ne fixe encore les quantités et les dispositions de transport des volumes destinés à la centrale de cogénération, le demandeur a précisé qu'il avait inclus les volumes destinés à cette centrale dans le débit global proposé afin de ne pas avoir à demander une licence distincte pour un volume aussi peu élevé. Western Gas s'est déclarée prête à accepter que lui soit accordée une licence conditionnée, d'une part, au dépôt, auprès de l'Office, de modifications contractuelles et de dispositions de transport acceptables et des autorisations réglementaires requises et, d'autre part, à l'introduction d'une clause de temporisation fixant la date limite au 1^{er} novembre 1993. Western Gas accepterait par ailleurs que la licence autorise l'exportation d'un volume initial de $918 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($32,4 \cdot 10^6 \text{pi}^3$), et que ce volume puisse être augmenté afin d'assurer la fourniture des volumes requis par la centrale de cogénération lorsque les conditions seront satisfaites.

Western Gas a estimé que le facteur de charge annuel serait d'environ 67 p. 100.

6.3.2 Transport

Les volumes de gaz proposés à l'exportation seraient acheminés par le gazoduc de NOVA jusqu'à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan, puis par le gazoduc de TransCanada jusqu'à Spruce (Manitoba), au point d'interconnexion du gazoduc de Centra Transmission qui assurerait la livraison jusqu'au point d'exportation de Sprague (Manitoba). À partir de la frontière, le gaz circulerait dans une conduite appartenant à Centra Pipelines jusqu'à son point de rentrée au Canada à Rainy River (Ontario), d'où il serait acheminé par Centra Transmission jusqu'à Fort Frances (Ontario). À cette étape, il retraverserait la frontière pour être enfin livré par Centra Pipelines à International Falls (Minnesota).

Au Canada, NOVA fournirait des garanties de transport jusqu'au gazoduc de TransCanada en vertu d'un contrat en vigueur. Quant au transport par le gazoduc de TransCanada, des garanties de livraison d'un débit de $775 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($27,4 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$) seraient assurées en vertu d'un contrat de transport garanti passé entre NMU et Western Gas le 1^{er} novembre 1990, d'une entente modificatrice conclue entre TransCanada et Western Gas le 13 octobre 1988 et d'un contrat de service garanti signé par TransCanada et Western Gas le 1^{er} mai 1988. Le demandeur a fait valoir qu'il s'occupait actuellement de prendre les dispositions nécessaires pour assurer, soit par de nouvelles installations, soit par voie de cession, le transport jusqu'à Spruce (Manitoba) des $142 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($5,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$) de relèvement initial prévus dans le contrat de vente conclu entre Western Gas et NMU. Une capacité additionnelle sera aussi nécessaire pour assurer le débit requis par le deuxième relèvement d'environ $142 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($5,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$) actuellement négocié entre Western Gas et NMU. Western Gas s'est dite raisonnablement assurée de pouvoir disposer de la capacité nécessaire sur le gazoduc de TransCanada pour veiller à ces deux relèvements. Centra Transmission assurerait un service de transport garanti en vertu d'une entente conclue le 1^{er} novembre 1990 entre Utilicorp et ICG Transmission Holdings Ltd. (Centra Transmission), entente qui prévoit la livraison, à compter du 1^{er} novembre 1991, d'un débit de $748 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($26,4 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$), puis d'un débit de $889 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($31,4 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$) à compter de la date à laquelle Western Gas disposera sur le réseau de TransCanada des $142 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($5,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$) de capacité

nécessaires au premier relèvement. À l'instar du premier, le deuxième relèvement nécessiterait une capacité additionnelle de $142 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($5,0 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) sur le réseau de Centra Transmission. Western Gas s'est dite raisonnablement assurée de pouvoir disposer de cette capacité supplémentaire sur le gazoduc de Centra Transmission.

Aux É.-U., Centra Pipelines assurerait un service garanti en vertu d'une entente de service conclue le 1^{er} novembre 1990 entre Utilicorp et Inter-City Minnesota Pipelines Ltd. (Centra Pipelines). L'entente prévoit la livraison, à compter du 1^{er} novembre 1991, d'un débit de $748 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($26,4 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$), puis d'un débit de $889 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($31,4 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) à compter de la date à laquelle Western Gas s'assurera sur le gazoduc de TransCanada des $142 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($5 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) destinés à l'approvisionnement du premier relèvement lorsque le contrat sera exécuté. Une capacité additionnelle de $142 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($5 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) devra être prévue pour la livraison du débit nécessaire au deuxième relèvement. Western Gas a fait valoir que Centra Pipelines prévoyait avoir les disponibilités nécessaires pour répondre aux deux relèvements de $142 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($5 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$).

6.3.3 Contrat de vente de gaz

Le 15 juin 1990, Western Gas et NMU ont signé un contrat de vente de gaz entrant en vigueur le 1^{er} novembre 1991 et se terminant le 31 octobre 2002. Ce contrat est assujéti à diverses conditions suspensives concernant le régime d'autorisation et les dispositions de transport à long terme.

Le contrat prévoit la livraison d'un débit quotidien (QCS) de $748 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ ($26,4 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$) à compter du 1^{er} novembre 1991, dont $567 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ ($20 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$) pour Boise Cascade, débit qui passera à $889 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ ($31,4 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$), dont $708 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ ($25 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$) livrés à Boise Cascade, à compter de la date à laquelle Western Gas disposera d'une capacité supplémentaire de $142 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($5 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) sur le réseau de TransCanada pour assurer les besoins du premier relèvement. Les volumes destinés à Boise Cascade seraient livrés à International Falls, dans l'est du Minnesota et le reste à Roseau et à Baudette, dans l'ouest de l'État.

Le contrat prévoit également la livraison de débits supplémentaires sous réserve de l'attribution des autorisations gouvernementales et des disponibilités de transport nécessaires. Le demandeur a prévu à cet égard un débit de dépassement de $28 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($1 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) dans le débit total de $1 \text{ } 059 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($37,4 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) proposé dans sa demande.

En ce qui concerne le prix, NMU sera tenue de payer un montant minimum correspondant à la composante-demande du tarif de services de transport garantis assurés mensuellement sur les gazoducs de NOVA et de TransCanada. Dans le cas des livraisons de volumes garanti, le contrat propose une structure de tarification à deux niveaux afin d'assurer à Boise Cascade un prix concurrentiel. Le premier niveau, qui pourrait être renégocié chaque année, correspondrait au prix-produit en vigueur dans l'est et dans l'ouest du Minnesota. En cas de litige, on pourra en référer à l'arbitrage. Le prix des volumes destinés à Boise Cascade serait établi en fonction d'un indice distinct fondé sur un prix de référence de 1,75 \$ Can/GJ (1,88 \$ Can/ 10^6 Btu) à la frontière albertaine et sur les prix obtenus par Western Gas aux termes de tous ses contrats fermes à long terme. Le contrat prévoit la renégociation de la structure de tarification tous les trois ans, compte tenu du prix payé pour les approvisionnements à long terme en gaz de l'Alberta, du prix des autres sources d'approvisionnement garanties à long terme dont dispose Boise Cascade et du prix de ses sources d'énergies d'appoint, à l'exception des déchets de bois et de charbon. En cas de litige, l'arbitrage ne devrait se fonder que sur la concurrence de gaz.

Aux termes du contrat, NMU est tenue de commander chaque année au moins 60 p. 100 de la QCA attribuée à Boise Cascade. En cas de déficience, NMU peut compenser les volumes correspondants au cours des deux années suivantes, à défaut de quoi Western Gas pourra réduire définitivement la QCJ prévue dans une proportion ne dépassant pas les volumes déficients. Si les commandes de NMU sont inférieures à 60 p. 100 de la QCA attribuée à Boise Cascade, NMU devra payer des droits de stockage correspondant à 0,45 \$ Can/Gj (0,48 \$ Can/10⁶Btu), calculés en fonction de l'écart entre ses commandes réelles et le seuil de 60 p. 100.

Le prix estimatif en vigueur aux termes du contrat, au 1^{er} mars 1991 (à la frontière de l'Alberta) aurait été de 1,96 \$ can/GJ (2,10 \$ Can/10⁶Btu).

En ce qui concerne les débits requis par le deuxième relèvement, qui ne font actuellement l'objet d'aucun engagement contractuel, le demandeur estime qu'il suffira de modifier le contrat en augmentant les débits quotidiens prévus (QCJ).

6.1.4 Approbations réglementaires

La province de l'Alberta a récemment approuvé une demande de Western Gas visant à regrouper les permis TC 80-14, TC 84-15 et TC 85-1 en un seul permis. Il en résulte que tout le gaz livré conformément aux contrats à long terme conclus par Western Gas quittera l'Alberta en vertu du permis de transport GR 91-9. La période initiale principale du permis se termine le 31 octobre 2005 et pourra être prolongée jusqu'au 31 octobre 2012 dans le cas des débits destinés à Ocean State Power II.

La CCPA a émis une attestation du soutien des producteurs en date du 31 juillet 1990.

NMU a reçu le permis d'importation du DOE/FE le 16 octobre 1990.

6.4 Opinion de l'Office

À la suite de son étude des sources d'approvisionnement de Western Gas (révisée depuis l'audience GH-5-89), l'Office a pu établir à sa satisfaction que Western Gas dispose d'un approvisionnement de gaz suffisant pour répondre à ses engagements contractuels à l'intérieur du pays, et au marché de l'exportation, y compris les engagements qu'elle propose de prendre envers NMU, même si les débits assurés par les contrats d'approvisionnement qui viendront à terme dépassent ceux prévus aux contrats qui entreront en vigueur au cours de l'année contractuelle 1994-1995. Selon les prévisions de l'Office, Western Gas pourrait avoir une déficience de production entre 1999 et 2003 si aucun des contrats d'approvisionnement n'était reconduit. L'Office est toutefois d'avis que l'état des approvisionnements de Western Gas se situera entre les deux pôles. Il considère donc que Western Gas dispose d'un approvisionnement suffisant pour répondre à ses engagements contractuels actuels à l'intérieur du pays et au marché de l'exportation, y compris ceux qu'elle se propose de prendre aux termes de sa demande.

En ce qui concerne les débits requis pour le deuxième relèvement proposé, l'Office note que leur quantité exacte ne sera vraisemblablement pas fixée avant novembre 1992. Il note aussi qu'ils seraient destinés à une centrale de cogénération projetée pour 1994, alors que les approvisionnements destinés à Boise Cascade qui sont visés dans la demande de licence d'exportation seraient assurés dès le 1^{er} novembre 1991. En outre, l'Office note que Western Gas et NMU n'ont pas signé de contrat concernant ces débits, que les ententes de transport n'ont pas été conclues et ne le seront pas tant que la quantité exacte des débits requis sera connue, et enfin que le permis d'importation n'a pas encore été obtenu des autorités américaines. L'Office reconnaît que le demandeur accepterait de recevoir une

licence conditionnée à la conclusion préalable des ententes relatives à ce débit, licence qui autoriserait d'abord un débit de $918 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($32,4 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$), débit qui serait porté à la quantité totale proposée une fois toutes les conditions remplies. Cependant, l'Office juge prématurée la demande visant le deuxième relèvement et n'est donc pas disposé à autoriser l'inclusion de ces volumes.

En ce qui concerne le reste des débits proposés à l'exportation, soit $918 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($32,4 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$), l'Office a établi à sa satisfaction que NMU devra payer chaque mois un montant égal aux droits liés à la demande et que le prix payé permettra donc de recouvrer auprès du client sa juste quote-part des droits exigibles.

L'Office a établi à sa satisfaction que le contrat de vente avait été négocié dans des conditions de pleine concurrence et qu'il prévoyait une clause de renégociation des prix et d'arbitrage en cas de litige. L'Office a donc établi à sa satisfaction que le contrat d'exportation proposé contient des dispositions permettant que soient effectués des ajustement aux fluctuations que pourrait subir le marché au cours de la période de validité du contrat.

Le contrat contient une clause d'enlèvement minimal et, comme il est noté plus haut, NMU doit payer un montant minimal mensuel correspondant aux droits liés à la demande. L'Office note que NMU achète du gaz canadien depuis 1970. Pour ces raisons, outre la capacité du mécanisme de tarification de s'adapter au marché, l'Office est raisonnablement assuré que les enlèvements prévus au contrat seront effectivement pris.

L'Office a établi que le soutien des producteurs est assuré (attestation de la CCPA émise le 31 juillet 1990) et que le permis d'importation a été accordé.

6.5 Décision

Comme il est expliqué au paragraphe 6.3.2 des présents Motifs, une partie du gaz proposé à l'exportation sera destinée aux consommateurs du nord-est du Minnesota. Pour desservir ce marché, le gaz doit traverser la frontière à Sprague (Manitoba), revenir au Canada à Rainy River (Ontario) et retraverser la frontière à Fort Frances (Ontario). L'Office a donc décidé, pour faciliter ces mouvements transfrontaliers, de délivrer, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil, une licence visant le premier mouvement transfrontalier, assortie d'une ordonnance complémentaire pour les autres mouvements décrits ci-dessus.

La date d'entrée en vigueur demandée était le 1^{er} novembre 1991. Or, comme la décision de l'Office ne pouvait pas être rendue avant cette date, Western Gas, agissant pour le compte de NMU, a demandé que lui soient délivrées des autorisations à court terme, à titre provisoire. L'Office a donc décidé d'émettre une ordonnance d'exportation pour réimportation et d'une ordonnance d'exportation. Le gaz pourra circuler en vertu de ces ordonnances à court terme jusqu'à la date d'approbation de la licence par le gouverneur en conseil.

L'annexe I contient les modalités de la licence et de la nouvelle ordonnance, notamment une clause stipulant que les périodes de validité de la licence et de l'ordonnance commenceront à la date d'approbation du gouverneur en conseil et se termineront le 1^{er} novembre 1993, à moins que les exportations ne commencent le 1^{er} novembre 1993 ou avant cette date. Dans ce cas, elle prendrait fin le 31 octobre 2002.

Chapitre 7

Western Gas Marketing Limited pour l'exportation de gaz à Vermont Gas

7.1 Résumé de la demande

Le 11 avril 1991, Western Gas a présenté une demande de licence d'exportation de gaz naturel (telle que modifiée), en vertu de la partie VI de la Loi, dans laquelle étaient proposées les modalités suivantes:

Période de validité	-	15 ans à compter du 1 ^{er} novembre 1991
Point d'exportation	-	près de Philipsburg (Québec)
Quantité journalière maximale	-	906 10 ³ m ³ (32,0 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	332 10 ⁶ m ³ (11,7 10 ⁹ pi ³)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	4,98 10 ⁹ m ³ (176,0 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 p. 100 par jour et 2 p. 100 par année

Le gaz que l'on se propose d'exporter proviendrait de gisements, champs et sites gaziers se trouvant en Alberta. Il serait acheminé jusqu'à Empress (Alberta) par le gazoduc de NOVA et traverserait le pays par le gazoduc de TransCanada jusqu'à la frontière canado-américaine, près de Philipsburg (Québec), au point d'interconnexion du gazoduc de Vermont Gas, où il serait vendu à Vermont Gas, SDL du nord du Vermont.

7.2 Approvisionnement en gaz

Les sources d'approvisionnement de Western Gas sont décrites au paragraphe 4.2 et à l'annexe II des présents Motifs.

7.3 Marché, ententes commerciales et approbations réglementaires

7.3.1 Marché

Vermont Gas est propriétaire et exploitant d'un réseau de transport de gaz naturel de 57 milles qui s'étend du point d'interconnexion du gazoduc de TransCanada près de Philipsburg (Québec) jusqu'à Burlington (Vermont). Elle exploite aussi un réseau de distribution de 317 milles desservant quelque 22 000 consommateurs répartis dans la région de Burlington et les comtés de Chittenden et de Franklin dans le nord du Vermont. Auparavant, Vermont Gas s'approvisionnait auprès de TransCanada en vertu d'une licence à long terme qui a expiré il y a deux ans. Depuis, elle achète son gaz en vertu d'ordonnances à court terme. Entre 1985 et 1990, les ventes de gaz naturel de Vermont Gas ont progressé en moyenne de 6,4 p. 100 par année, atteignant un volume de 190,9 10⁶m³ (6,7 10⁹pi³) en 1990. Le nombre de consommateurs desservis par Vermont Gas a presque doublé au cours des sept dernières années, et Vermont Gas prévoit qu'il augmentera probablement de 6 000 nouveaux clients au

cours des cinq prochaines années, soit une augmentation annuelle d'environ 5 p. 100, en raison, d'une part, de l'essor que connaîtra le marché du chauffage au gaz naturel (alors que de nombreux usagers des systèmes au mazout et à l'électricité se convertiront au gaz) et, d'autre part de l'accroissement du marché des centrales de production d'énergie, notamment des centrales de cogénération. Cet accroissement du marché se traduirait, au cours de la période qui se terminera en 1995, par un volume de ventes additionnel de $19,0 \cdot 10^6 \text{m}^3$ ($0,7 \cdot 10^9 \text{pi}^3$). Le degré de croissance dépendra en grande partie du prix du gaz naturel par rapport au prix d'autres combustibles.

La seule source d'approvisionnement de Vermont Gas est le gazoduc de TransCanada à Philipsburg (Québec). À l'heure actuelle, les contrats de vente conclus avec Western Gas représentent la totalité des approvisionnements en gaz de Vermont Gas. Le contrat reconnaît cependant à Vermont Gas le droit de diversifier ses sources d'approvisionnement en l'autorisant à réduire une seule fois sa QCJ d'un volume ne dépassant pas $141,0 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($5,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3$). Dans l'hypothèse où Western Gas demeurerait l'unique fournisseur de Vermont Gas, cette dernière prévoit que le facteur de charge prévu aux termes du contrat passerait de 59 p. 100 en 1991-1992 à 95 p. 100 en 1994-1995, et qu'il se maintiendrait à ce niveau les années suivantes, alors que Vermont Gas commencera à s'approvisionner à des stockages. Vermont Gas a déclaré qu'elle avait demandé l'accès à plusieurs stockages, dont celui d'Union prévu pour avril 1994.

7.3.2 Transport

Les volumes proposés à l'exportation seraient regroupés puis acheminés jusqu'à Empress, à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan, avec la capacité dont dispose TransCanada sur le gazoduc de NOVA. À partir d'Empress, le gaz serait acheminé par le gazoduc de TransCanada jusqu'à la frontière canado-américaine à Philipsburg (Québec), en vertu d'un SG conclu le 1^{er} novembre 1988 entre Western Gas et TransCanada, d'où il serait livré directement à Vermont Gas.

Aucune installation nouvelle ne serait requise pour cette exportation.

7.3.3 Contrat de vente de gaz

Une lettre d'entente signée le 17 janvier 1991 par Western Gas et Vermont Gas a été déposée avec la demande. Western Gas avait prévu déposer le contrat de vente en bonne et due forme en mai 1991 mais n'a pas été en mesure de le faire avant la date de l'audience. Au moment de l'audience, Western Gas a accepté qu'un délai de 60 jours suive le dépôt du contrat en bonne et due forme afin de permettre aux parties intéressées d'étudier le contrat et de déposer leurs plaintes conformément à la procédure prévue.

Le contrat de vente de gaz conclu entre Western Gas et Vermont Gas le 26 juin 1991 a été déposé auprès de l'Office le 29 juillet 1991. Il comprend un certain nombre de conditions suspensives qui doivent être remplies avant le 31 octobre 1992, sous peine d'annulation automatique du contrat. Ces conditions comprennent la réception de toutes les autorisations prévues aux régimes d'autorisation canadiens et américains, le renouvellement par Western Gas de son contrat de transport garanti avec TransCanada, et la signature par TransCanada d'une garantie d'exécution.

Le contrat prévoit la fourniture d'un débit (QCS) maximal de $906,0 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($32,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3$) pour une période de 15 ans à compter du 1^{er} novembre 1991 ou de la date à laquelle les conditions suspensives seront remplies, selon la plus tardive des deux dates. Vermont Gas a le droit de réduire une seule fois le débit quotidien prévu au contrat jusqu'à concurrence de $141,6 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($5,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3$), à condition que

cette réduction ne soit pas demandée avant le début de la mise à contribution des stockages prévus. Si Vermont Gas exerce son droit de réduction, Western Gas aura le droit de réduire le débit quotidien prévu d'une quantité égale ou inférieure à la réduction demandée par Vermont Gas, et pourrait décider d'exiger de Vermont Gas des droits de transport équivalents sur le gazoduc de TransCanada. Vermont Gas peut également demander une augmentation du débit quotidien prévu à n'importe quelle date antérieure aux quatre dernières années du contrat, sous réserve des autorisations et disponibilités requises.

Des garanties d'approvisionnement ont été incluses dans le contrat, garanties en vertu desquelles TransCanada, fournisseur de Western Gas, accepte de maintenir le RR/P au-dessous de 10/1 pour certaines périodes données. TransCanada et Western Gas n'auront pas le droit de conclure de nouveaux accords de vente si le RR/P est inférieur à 10/1, ou si la conclusion de nouvelles ententes avait pour effet d'abaisser ce rapport au-dessous de 10/1. Et dans l'éventualité où l'ensemble de ses sources d'approvisionnement ne suffirait pas à répondre à ses engagements, TransCanada serait requise de réduire ses fournitures à court terme et, au besoin, de répartir au prorata ses fournitures à long terme.

Le contrat prévoit une structure de tarification à deux composantes au point de livraison de Philipsburg: une composante-demande et une composante-produit.

La composante-demande proposée comprend deux montants: un montant correspondant aux droits mensuels liés à la demande exigés par TransCanada et un montant correspondant aux droits mensuels liés à la demande exigés par NOVA. Au cours de la période comprise entre les premières livraisons et le 30 octobre 1992, la composante-demande proposée serait limitée à une proportion de 85 p. 100 des droits exigés par TransCanada. Ce pourcentage augmenterait de cinq points au début de chaque année contractuelle et atteindrait la totalité du montant des droits liés à la demande exigés par TransCanada avant le 1^{er} novembre 1994. Si Vermont Gas commençait à s'approvisionner à ses stockages avant le 1^{er} novembre 1994, elle serait tenue de rembourser la totalité du montant des droits liés à la demande exigés par TransCanada.

À compter du 1^{er} novembre 1992, le montant de la composante-demande serait augmenté d'un montant correspondant aux droits liés à la demande exigés par NOVA. Cette augmentation pourrait toutefois être reportée à l'année 1993 si les droits liés à la demande exigés par TransCanada en 1992-1993 dépassaient de 5 p. 100 ceux exigés en 1991-1992. Quoiqu'il en soit, une fois que les droits liés à la demande exigés par NOVA auront été inclus dans la composante-demande du prix proposé, la composante-produit sera diminuée pour refléter le paiement distinct de ces montants.

En attendant que Vermont Gas rembourse directement l'ensemble des droits liés à la demande, Western Gas en assurerait le recouvrement par le biais de la composante-produit.

La composante-produit est constituée par une structure de prix à deux niveaux: celui du marché interruptible («CPMI») pour les clients du service interruptible de Vermont Gas, et celui du marché garanti («CPMG») pour les clients du service garanti. La moyenne mensuelle pondérée de la composante-produit est calculée en fonction des volumes effectivement vendus par Vermont Gas à ses acheteurs de service interruptible et de service garanti.

La CPMI est déterminée par le prix des autres combustibles utilisés par les acheteurs industriels de service interruptible de Vermont Gas. Les coefficients de pondération attribués à ces combustibles doivent être rajustés annuellement pour tenir compte de la proportion dans laquelle ils sont utilisés.

La CPMG est déterminée par la somme de trois prévisions: a) le prix moyen payé à la frontière de l'Alberta par les SDL de l'est du Canada aux termes de contrats à long terme conclus avec Western Gas; b) les droits liés au produit exigés par TransCanada; et c) les frais liés au gaz utilisé comme combustible. Aux termes du contrat proposé, la CPMG serait recalculée à chaque année, avant le 1^{er} avril, pour l'année contractuelle suivante. Si les parties en présence ne s'entendent pas sur la CPMG de l'année à venir, elle sera établie mensuellement, en fonction des commandes réelles.

Selon les données de Western Gas, la CPMG et la CPMI du mois de mars 1991 se chiffraient respectivement à 2,30 \$ Can/GJ (2,47 \$ Can/10⁶Btu) et à 1,77 \$ Can/GJ (1,90 \$ Can/10⁶Btu), soit une composante-produit pondérée de 2,10 \$ Can/GJ (2,25 \$ Can/10⁶Btu).

L'ensemble de la structure tarifaire à deux composantes demande-produit ne peut être ni renégocié ni soumis à l'arbitrage. Cependant, on pourra renégocier le mode de calcul de la composante-produit tous les deux ans si l'une des parties en présence estime que la structure tarifaire ne reflète pas les prix du marché. La CPMG peut être renégociée à chaque année. La composante-demande peut aussi être renégociée à chaque année dans la mesure où une telle renégociation viserait à définir une structure tarifaire globale qui permettrait à Western Gas de recouvrer tous les frais de transport. En cas de litige en matière de tarification, exception faite de la composante-demande, on pourra en référer à la procédure d'arbitrage exécutoire et définitive. Toute modification au contrat doit être jugée conforme par les autorités canadiennes et américaines, à défaut de quoi la négociation ou l'arbitrage se poursuivront.

Tant que Western Gas sera son unique fournisseur, Vermont Gas devra commander un débit d'au moins 10⁶m³ (3,4 10⁹pi³) par an (29 p. 100 de la QCF) au prix de la CPMG ou devra payer la différence entre la CPMG et la CPMI des volumes déficitaires. Cette clause d'enlèvement annuel peut être révisée si Vermont Gas souhaite diversifier ses sources d'approvisionnement.

7.3.4 Approbations réglementaires

La province de l'Alberta a récemment approuvé une demande de Western Gas visant à regrouper les permis TC 80-14, TC 84-15 et TC 85-1 en un seul permis. Il en résulte que tout le gaz livré aux termes des accords à long terme de Western Gas quittera l'Alberta conformément au permis d'acheminement GR 91-9. La période de validité initiale du permis se terminera le 31 octobre 2005, avec prorogation jusqu'au 31 octobre 2012 pour les volumes destinés au projet Ocean State Power II.

Une attestation du soutien des producteurs a été délivrée par la CCPA le 31 juillet 1990.

Vermont Gas devait déposer auprès du DOE/FE, vers la mi-juillet 1991, une demande de permis d'importation pour une période de 15 ans à compter du 1^{er} novembre 1991. L'attribution du permis est prévue pour septembre 1991.

7.4 Opinion de l'Office

À la suite de son étude des sources d'approvisionnement de Western Gas (révisée depuis l'audience GH-3-89), l'Office a pu établir à sa satisfaction que Western Gas dispose d'un approvisionnement de gaz suffisant pour répondre à ses engagements contractuels à l'intérieur du pays et au marché de l'exportation et les engagements qu'elle propose de prendre envers Vermont Gas, même si les débits assurés par les contrats d'approvisionnement qui viendront à terme dépassent ceux prévus aux contrats qui entreront en vigueur au cours de l'année contractuelle 1994-1995. Selon les prévisions de l'Office, Western Gas pourrait avoir une déficience de production entre 1999 et 2003 si aucun de ses contrats

d'approvisionnement n'était reconduit. L'Office est toutefois d'avis que l'état des approvisionnements de Western Gas se situera entre ces deux poles. Il considère donc que Western Gas dispose d'un approvisionnement suffisant pour répondre à ses engagements contractuels actuels à l'intérieur du pays et au marché de l'exportation, y compris ceux qu'elle propose de prendre aux termes de sa demande.

L'Office a établi à sa satisfaction que le contrat proposé a reçu le soutien des producteurs.

L'Office a également établi à sa satisfaction que Vermont Gas représente un marché stable à long terme pour le gaz canadien. L'Office reconnaît notamment que Western Gas est l'unique fournisseur de Vermont Gas depuis 1967, que le gaz était auparavant fourni à cette société en vertu de la licence GL-19, et qu'il lui est actuellement livré en vertu d'une ordonnance à court terme. Les volumes proposés à l'exportation représentent la totalité des besoins de Vermont Gas.

L'Office constate que les dispositions de transport sont déjà assurées par des ententes conclues entre Western Gas, NOVA et TransCanada, et que le gaz est actuellement transporté en vertu de ces ententes.

L'Office a examiné le contrat de vente conclu entre Western Gas et Vermont Gas et a établi qu'il avait été négocié dans des conditions de pleine concurrence. Bien que Vermont Gas ne soit pas directement responsable du paiement total des droits de transport fixes avant novembre 1994, l'Office a établi à sa satisfaction que les droits de transport au Canada seront recouverts grâce aux composantes-demande et produit conjuguées.

L'Office a établi à sa satisfaction que la composante-produit de la structure tarifaire qui est indexée, d'une part, au prix des contrats de vente à long terme conclus entre Western Gas et les SDL de l'est du Canada et, d'autre part, au prix des combustibles concurrents sur le marché de Vermont Gas, s'ajustera aux tendances du marché pendant toute la durée du contrat. L'Office note également qu'une attestation du soutien des producteurs a été émise par la CCPA le 31 octobre 1990.

Comme le contrat de vente de gaz a été déposé tardivement, l'Office a décidé, pour assurer le déroulement normal de la méthode d'intervention en fonction des plaintes, d'allouer une période d'attente de 60 jours à compter du 29 juillet 1991, jour du dépôt, afin de permettre aux parties intéressées d'en étudier le contenu. L'Office note que le contrat n'a fait l'objet d'aucune plainte.

7.5 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Western Gas, sous réserve de l'approbation du gouverneur général en conseil. L'annexe I présente les modalités de ladite licence, notamment sa période de validité qui commencera à la date d'approbation du gouverneur en conseil et se terminera le 1^{er} novembre 1993, à moins que les exportations visées commencent le 1^{er} novembre 1993 ou avant cette date. Dans ce cas, elle prendrait fin le 31 octobre 2006.

Chapitre 8

Dispositif

Les chapitres qui précèdent constituent les décisions et les motifs de décision de l'Office concernant les demandes instruites à l'audience GH-3-91.

R. Illing
Membre président

W.G. Stewart
Membre

C. Bélanger
Membre

Calgary, Canada
Octobre 1991

Annexe I

Modalités des licences qui seront délivrées

Modalités de la licence qui sera délivrée à Mobil Oil Canada, Ltd. pour la vente de gaz à Northern Natural

1. La période de validité de cette licence commencera le jour de l'approbation du gouverneur en conseil et se terminera le 1^{er} novembre 1994, sauf si les livraisons commencent le 1^{er} novembre 1994 ou avant, auquel cas elle se terminera le 31 octobre 2000.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui pourra être exportée en vertu de cette licence ne doit pas excéder:
 - (a) 563 540 mètres cubes par jour;
 - (b) 205 690 000 mètres cubes pour une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - (c) 2 056 900 000 mètres cubes pour toute la période de validité de la licence.
3.
 - (a) L'écart admissible pour la quantité journalière (24 heures) pouvant être exportée en vertu de cette licence représente 10 p. 100 de plus que la quantité limite journalière imposée à la condition 2.
 - (b) L'écart admissible pour la quantité annuelle (12 mois consécutifs) pouvant être exportée en vertu de cette licence représente 2 p. 100 de plus que la quantité limite annuelle imposée à la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation situé près d'Emerson (Manitoba).

Modalités de la licence qui sera délivrée à Unigas Corporation pour la vente de gaz naturel à Northern Natural

1. La période de validité de cette licence commencera le jour de l'approbation du gouverneur en conseil et se terminera le 1^{er} novembre 1994, sauf si les livraisons commencent avant le 1^{er} novembre 1994, auquel cas elle se terminera le 1^{er} novembre 2001.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui pourra être exportée en vertu de cette licence ne doit pas excéder:
 - (a) 2 820 000 mètres cubes par jour;
 - (b) 1 030 000 000 mètres cubes pour une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - (c) 10 300 000 000 mètres cubes pour toute la période de validité de la licence.
3. L'écart admissible pour la quantité journalière (24 heures) pouvant être exportée en vertu de cette licence représente 10 p. 100 de plus que la quantité limite journalière imposée à la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation situé près de Monchy (Saskatchewan).

Modalités des trois licences qui seront délivrées à Western Gas Marketing Limited pour la vente de gaz naturel à Northern Natural

Licence A.

«Contrat à Emerson de 47,5 10⁶ pi³»

1. La période de validité de cette licence commencera le premier jour du mois suivant l'approbation du gouverneur en conseil et se terminera le 1^{er} novembre 1994, sauf si les livraisons commencent avant le 1^{er} novembre 1994, auquel cas elle se terminera le 31 octobre 2001.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui pourra être exportée en vertu de cette licence ne doit pas excéder:
 - (a) 1 346 000 mètres cubes par jour;
 - (b) 492 000 000 mètres cubes pour une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - (c) un débit n'excédant pas le nombre de jours compris dans la période de validité de la licence multiplié par un volume de 1 346 000 mètres cubes.
3.
 - (a) L'écart admissible pour la quantité journalière (24 heures) pouvant être exportée en vertu de cette licence représente 10 p. 100 de plus que la quantité journalière imposée à la condition 2.
 - (b) L'écart admissible pour la quantité annuelle (12 mois consécutifs) pouvant être exportée en vertu de cette licence représente 2 p. 100 de plus que la quantité annuelle imposée à la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation situé près d'Emerson (Manitoba).

Licence B.

«Contrat à Emerson de 6 10⁹pi³»

1. La période de validité de cette licence commencera le premier jour du mois suivant l'approbation du gouverneur en conseil et se terminera le 1^{er} novembre 1994, sauf si les livraisons commencent avant le 1^{er} novembre 1994, auquel cas elle se terminera le 31 mars 1996.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui pourra être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser:
 - (a) 1 416 000 mètres cubes par jour;
 - (b) 170 000 000 mètres cubes pour une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou

- (c) 850 000 000 mètres cubes pendant toute la période de validité de la licence.
- 3. (a) L'écart admissible pour la quantité journalière (24 heures) pouvant être exportée en vertu de cette licence représente 10 p. 100 de plus que la quantité limite journalière maximale imposée à la condition 2.
- (b) L'écart admissible pour la quantité annuelle (12 mois consécutifs) pouvant être exportée en vertu de cette licence représente 2 p. 100 de plus que la quantité limite annuelle imposée à la condition 2.
- 4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence sera livré au point d'exportation situé près d'Emerson (Manitoba).

Licence C.
«Contrat à Monchy»

- 1. La période de validité de cette licence commencera le premier jour du mois suivant l'approbation du gouverneur en conseil et se terminera le 1^{er} novembre 1994, sauf si les livraisons commencent avant le 1^{er} novembre 1994, auquel cas elle se terminera le 31 octobre 2001.
- 2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui pourra être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser:
 - (a) 708 000 mètres cubes par jour;
 - (b) 259 000 000 mètres cubes pour une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - (c) un débit n'excédant pas le nombre de jours compris dans la période de validité de la licence multiplié par un volume de 708 000 mètres cubes.
- 3. (a) L'écart admissible pour la quantité journalière (24 heures) pouvant être exportée en vertu de la présente licence représente 10 p. 100 de plus que la quantité limite journalière imposée à la condition 2.
- (b) L'écart admissible pour la quantité annuelle (12 mois consécutifs) pouvant être exportée en vertu de la présente licence représente 2 p. 100 de plus que la quantité limite annuelle imposée à la condition 2.
- 4. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation situé près de Monchy (Saskatchewan).

Modalités de la licence qui sera délivrée à Western Gas Marketing Limited pour la vente de gaz à Northern Minnesota Utilités, division de Utilicorp United Inc.

- 1. La période de validité de cette licence commencera le premier jour du mois suivant l'approbation du gouverneur en conseil et se terminera le 1^{er} novembre 1994, sauf si les livraisons commencent avant le 1^{er} novembre 1994, auquel cas elle se terminera le 1^{er} mai 2001.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui pourra être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser:
 - (a) 283 000 mètres cubes par jour;
 - (b) 103 000 000 mètres cubes pour une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - (c) un débit n'excédant pas le nombre de jours compris dans la période de validité de la licence multiplié par un volume de 283 000 mètres cubes.
3.
 - (a) L'écart admissible pour la quantité journalière (24 heures) pouvant être exportée en vertu de cette licence représente 10 p. 100 de plus que la quantité journalière imposée à la condition 2.
 - (b) L'écart admissible pour la quantité annuelle (12 mois consécutifs) pouvant être exportée en vertu de cette licence représente 2 p. 100 de plus que la quantité limite annuelle imposée à la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation situé près d'Emerson (Manitoba).

Modalités de la licence et de l'autorisation qui seront délivrées à Northern Minnesota Utilités, division de Utilicorp United Inc.

Modalités de la licence:

1. La période de validité de cette licence commencera le jour de l'approbation du gouverneur en conseil et se terminera le 1^{er} novembre 1993, sauf si les livraisons commencent avant le 1^{er} novembre 1993, auquel cas elle se terminera le 31 octobre 2002.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui pourra être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser:
 - (a) 917 800 mètres cubes par jour;
 - (b) 335 000 000 mètres cubes pour une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - (c) 3 685 000 000 mètres cubes pendant toute la période de validité de cette licence.
3.
 - (a) L'écart admissible pour la quantité journalière (24 heures) pouvant être exportée en vertu de cette licence représente 10 p. 100 de plus que la quantité journalière imposée à la condition 2.
 - (b) L'écart admissible pour la quantité annuelle (12 mois consécutifs) pouvant être exportée en vertu de cette licence représente 2 p. 100 de plus que la quantité limite annuelle imposée à la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation situé près de Sprague (Manitoba).

5. L'ordonnance GO-88-91 sera annulée à la date d'approbation de la licence par le gouverneur en conseil.

Modalités de l'ordonnance:

1. La période de validité de l'ordonnance commencera le jour où la licence d'exportation de gaz délivrée à NMU par suite de l'audience GH-3-91 recevra l'approbation du gouverneur en conseil et se terminera le 1^{er} novembre 1993, sauf si les livraisons commencent avant le 1^{er} novembre 1993, auquel cas elle se terminera le 31 octobre 2002.
2. (a) Le gaz importé en vertu de cette ordonnance doit être livré au point d'importation situé près de Rainy River (Ontario).
(b) Le gaz exporté en vertu de cette ordonnance doit être livré au point d'exportation situé près de Fort Frances (Ontario).
3. La quantité de gaz exportée en vertu de cette ordonnance ne doit pas dépasser l'équivalent thermique de la quantité de gaz importée en vertu de la même ordonnance.
4. L'ordonnance GOL-3-91 sera annulée à la date d'entrée en vigueur de la présente ordonnance.

Modalités de la licence qui sera délivrée à Western Gas Marketing Limited pour la vente de gaz naturel à Vermont Gas Systems, Inc.

1. La période de validité de cette licence commencera le jour de l'approbation du gouverneur en conseil et se terminera le 1^{er} novembre 1993, sauf si les livraisons commencent avant le 1^{er} novembre 1993, auquel cas elle se terminera le 31 octobre 2006.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui pourra être exportée en vertu de cette licence ne doit pas excéder:
 - (a) 906 000 mètres cubes par jour;
 - (b) 332 000 000 mètres cubes pour une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - (c) 4 980 000 000 mètres cubes pour toute la période de validité de la licence.
3. (a) L'écart admissible pour la quantité journalière (24 heures) pouvant être exportée en vertu de cette licence représente 10 p. 100 de plus que la quantité limite journalière imposée à la condition 2.
(b) L'écart admissible pour la quantité annuelle (12 mois) pouvant être exportée en vertu de cette licence représente 2 p. 100 de plus que la quantité limite annuelle imposée à la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation situé près de Philipsburg (Québec).

Annexe II

Approvisionnement en gaz de Western Gas

L'Office avait déjà, à l'occasion des audiences GH-5-89 et GH-6-89, procédé à un examen approfondi des approvisionnements de Western Gas. Le compte rendu d'étude de ces approvisionnements présenté ici par l'Office est une mise à jour de celui qui a été présenté dans les Motifs de décision GH-5-89.

Réserves et contrats d'approvisionnement

Étant donné que les approvisionnements de Western Gas proviendront de l'ensemble des sources d'approvisionnement de TransCanada, toute référence aux approvisionnements, aux gisements et aux sites gaziers dont dispose Western Gas vise l'ensemble des sources d'approvisionnement assurées à TransCanada par contrat.

Western Gas a fourni un bilan des réserves établies restantes dont dispose TransCanada par contrat, réserves qui lui permettront de s'acquitter de ses engagements actuels et d'assurer les livraisons proposées dans sa demande. Le tableau A-1, qui fait état des estimations faites en décembre 1988, indique que les chiffres de l'Office en ce qui concerne les réserves de Western Gas sont inférieurs d'environ 19 p. 100 à ceux de Western Gas.

L'Office a noté que le bilan des réserves présenté par Western Gas ne faisait pas mention des réserves d'un certain nombre de gisements dans lesquels elle détiendrait une participation. L'Office a demandé à Western Gas de faire une étude estimative de ces gisements, après quoi Western Gas a proposé d'utiliser le bilan de l'OCREA en attendant de pouvoir faire une étude plus approfondie des gisements en question. L'Office a inclus ces gisements dans son bilan des réserves de Western Gas.

Dans son analyse des approvisionnements de Western Gas, l'Office reconnaît l'existence d'environ 8 000 gisements, dont la plupart se trouvent en Alberta. Répartis un peu partout dans la province, ils couvrent l'éventail des principaux sites gaziers en exploitation. La plupart des gisements sont situés dans des sites du Crétacé se trouvant au centre et au centre-est de l'Alberta. Les sites du Jurassique au Carbonifère comprennent environ 600 gisements et sont pour la plupart situés dans la région du piedmont et au nord de Deep Basin. Les gisements du Devonien sont moins nombreux mais renferment des réserves très importantes.

Ils sont situés dans le centre et le nord de l'Alberta.

Environ 54 p. 100 des réserves de Western Gas se trouvent dans une centaine de gisements dont chacun a des réserves établies initiales qui dépassent les $3\,000\,10^6\text{m}^3$ ($106\,10^9\text{pi}^3$). Par contre, seulement 16 p. 100 des réserves de Western Gas se trouvent dans de petits gisements, au nombre de 6 700 environ, dont les réserves établies initiales sont inférieures à $100\,10^6\text{m}^3$ ($3,5\,10^9\text{pi}^3$) par gisement.

L'écart entre les bilans de l'Office et de Western Gas est principalement attribuable:

- (a) aux différences entre les études géologiques et les études techniques des réserves de certains gisements, et
- (b) aux différences d'interprétation du statut des sites attribués par contrat à Western Gas.

Dans le cas d'un certain nombre de gisements de grandes et de moyennes dimensions, les chiffres de l'Office sont inférieurs à ceux de Western Gas, en partie parce que les données concernant le rendement de certains de ces gisements ne semblent pas étayer les chiffres de Western Gas, qui sont fondés sur une analyse volumétrique. L'écart des deux bilans est aussi dû à l'attribution de facteurs de recouvrement, ainsi qu'à l'interprétation de la grandeur des gisements et de divers paramètres concernant les réservoirs.

Une autre différence entre le bilan de l'Office et celui de Western Gas est attribuable à la méthode d'estimation des réserves des gisements à puits unique. En général, Western Gas fonde ses estimations sur un échantillon de 256 hectares dans le cas des gisements à puits unique. Cependant, il lui arrive d'utiliser des échantillons de superficie moindre lorsque son expérience et sa connaissance du gisement le lui permettent. L'Office, pour sa part, se fonde sur des échantillons de superficie variable, selon sa connaissance des dimensions des gisements situés dans certaines sections données, allant en général de 150 hectares à 259 hectares ou plus, mais se situant le plus souvent autour de 200 hectares pour les gisements à puits unique. L'effet cumulatif des petites différences d'interprétation des autres paramètres relatifs aux réservoirs contribue également à l'écart qui existe entre les estimations des réserves contenues dans les gisements à puits unique.

Tableau A-1
Comparaison des estimations des réserves établies de gaz de Western Gas
et du volume visé par la demande

Volume visé par la demande ³	Western Gas ¹	ONE ²
645,6 (22,8)	520,6 (18,4)	18, (0,66)

-
1. En décembre 1988. Cette estimation des réserves comprend celle de l'OCREA concernant de nombreux petits gisements situés sur les terrains de Western Gas, mais pour lesquels Western Gas n'a pas soumis d'estimation. Si l'on ne tient pas compte de ces gisements, l'estimation de Western Gas est de 595,7 10⁹m³ (21,0 10¹²pi³).
 2. En décembre 1988.
 3. Comprend tous les volumes proposés à l'exportation par Western Gas pendant l'audience GH-3-91, mais ne représente qu'une faible partie de l'ensemble des besoins de Western Gas.

Western Gas a également tendance à regrouper plusieurs petits gisements en un seul, ce qui a souvent comme conséquence de gonfler la valeur globale de ses réserves. Bien qu'il ait pris connaissance des études géologiques de ces gisements, l'Office n'est pas en accord avec certaines estimations de Western Gas. Le bilan estimatif retenu est donc inférieur à celui de la société.

En ce qui concerne les gisements dans lesquels Western Gas détient une participation, l'Office et Western Gas ont aussi utilisé des méthodes différentes pour évaluer la part de production qui revenait à Western Gas, d'où l'écart entre leurs bilans des réserves restantes établies revenant à Western Gas. Western Gas calcule les réserves restantes dont elle dispose dans un gisement donné en défalquant la production cumulative de ses réserves commercialisables initiales. S'il ne fait pas de doute que Western Gas est mieux placé que l'Office pour calculer sa production cumulative, il reste que cette méthode peut fausser le bilan des réserves restantes d'un gisement donné si sa production n'a pas été proportionnelle à la participation qu'elle détient dans ce gisement. L'Office, pour sa part, calcule les réserves restantes d'un gisement donné en fonction du pourcentage de participation de Western Gas dans ce gisement. Les réserves restantes du gisement sont calculées en défalquant des réserves initiales

la production cumulative du gisement. Cette méthode suppose que la production restante du gisement sera proportionnelle à la participation détenue, et constitue, compte tenu des données dont dispose l'Office, le seul moyen valable de déterminer les réserves restantes selon les intérêts des producteurs.

Au cours de son évaluation des réserves de Western Gas, l'Office a fait une revue des données dont il disposait sur la participation de Western Gas aux gisements exploités en commun et a découvert que ses chiffres étaient souvent en deçà de la réalité. Il s'est donc servi de renseignements plus récents pour faire l'estimation des réserves de Western Gas et ses chiffres concordent maintenant avec ceux de la société. Il demeure toutefois des différences dans l'interprétation des intérêts contractuels que Western Gas détient sur un certain nombre de gisements qui ne sont pas exploités en commun.

En résumé, les chiffres de l'Office en ce qui concerne les réserves restantes établies de Western Gas sont inférieurs à ceux fournis par Western Gas. Cette divergence est surtout due aux écarts qui existent entre les études géologiques et les études techniques, mais aussi aux différences d'interprétation quant au statut des sites attribués par contrat à Western Gas. L'Office reconnaît qu'il est difficile d'avoir des données fiables et à jour concernant les réserves des nombreux gisements qui approvisionnent Western Gas et que l'étude des réserves peut donner lieu à plusieurs interprétations et conduire à des bilans différents. L'Office continuera donc de réviser les données dont il dispose sur les réserves, de façon continue, afin d'être mieux en mesure d'évaluer les écarts qui existent entre les différents bilans qui lui sont présentés.

Contrats d'approvisionnement en gaz

Autre aspect à considérer dans l'étude des approvisionnements de Western Gas: la mesure dans laquelle ses producteurs sont engagés à long terme. Western Gas a présenté divers documents faisant état de tels engagements à l'audience GH-5-89.

Les approvisionnements de Western Gas sont assurés par des contrats conclus avec environ 750 producteurs et fournisseurs. Au terme d'une entente de rentrées nettes, conclue le 30 novembre 1988 entre Western Gas et ses producteurs, de nouvelles dates d'expiration ont été établies pour tous les contrats des producteurs de Western Gas afin d'étendre leur période de validité à la durée de vie économique des réserves. L'entente a été acceptée par un nombre de producteurs représentant 99 p. 100 des sources d'approvisionnement par contrat de Western Gas et offre aux producteurs approvisionnant Western Gas le choix entre les trois options suivantes:

- (a) le statu quo, auquel cas les contrats demeurent tels qu'ils ont été modifiés par l'entente de rentrées nettes et sont prorogés jusqu'à la fin de la durée de vie économique des réserves assurées par contrat;
- (b) l'exercice du «droit de réduire le volume» qui permet au producteur, à compter de l'année 1995, de réduire les volumes définis par contrat si le taux d'enlèvement de TransCanada au cours de l'année précédente est de moins de 75 p. 100;
- (c) à compter de l'année contractuelle 1993-1994, la non-reconduction du contrat à sa date d'expiration initiale, sous réserve d'un préavis de quatre ans.

Le détail de ces options figure ci-dessous.

- **Statu quo**

Le producteur peut décider de ne rien modifier au contrat et de le laisser en place jusqu'à la fin de la durée de vie économique des réserves. Western Gas continuera d'acheter et de commercialiser le gaz du producteur conformément aux modalités prévues.

- **Réduction de volume**

Si, au cours d'une année contractuelle donnée, à compter du (ou après le) 1^{er} novembre 1993, le taux d'enlèvement pour l'ensemble des contrats d'un producteur est inférieur à 75 p. 100, le producteur peut décider de réduire le volume qu'il est tenu de livrer à Western Gas selon une formule prévue dans l'entente. La réduction pourra prendre l'une quelconque ou plusieurs des formes suivantes, à condition que toutes les avances TopGas aient été recouvrées:

- (i) résiliation d'un contrat de vente en vigueur pour les volumes correspondants;
- (ii) réduction des réserves prévues au contrat par le retrait d'une partie des sites visés;
- (iii) réduction de la «quantité de référence allouée¹» prévue au contrat, disposition qui permet au producteur de vendre à d'autres les volumes dépassant le débit maximal quotidien.

Aux fins des méthodes décrites ci-dessus, le volume ne saurait être ramené à une proportion inférieure au taux des enlèvements sur l'ensemble des contrats d'un producteur. L'exercice de cette option aura pour effet de permettre aux producteurs de réduire leurs engagements envers Western Gas d'une proportion comprise entre leur taux d'enlèvement et le niveau de 75 p. 100.

- **Rétablissement de la date initiale de l'expiration du contrat**

L'entente sur les rentrées nettes offre aux producteurs la possibilité de mettre fin à un contrat avec Western Gas sous réserve d'un préavis de quatre ans. Aucun contrat ne peut être résilié avant le 1^{er} novembre 1994, et les producteurs désireux de se prévaloir de cette option devaient en aviser Western Gas avant le 4 janvier 1991. L'exercice de cette option est assujéti à la condition qu'aucune avance «TopGas» ne soit due au producteur ou à toute autre partie au contrat.

Western Gas a fait état de ce qu'un certain nombre de contrats représentant 85 p. 100 de l'ensemble de ses réserves restantes établies pourraient ne pas être reconduits entre 1994 et 2005. Le bloc de contrats le plus important, en terme de volumes, qui représente environ 30 p. 100 des réserves restantes de Western Gas en 1994, pourrait prendre fin le 1^{er} novembre 1994. En outre, compte tenu de la production, ce volume est beaucoup plus important que les volumes annuels assurés par les contrats qui arrivent à échéance les autres années, et il dépasse le volume total assuré par les contrats qui arriveront à terme entre 1995 et 2005.

Aux premiers stades de l'audience GH-5-89, Western Gas a estimé qu'un nombre de producteurs représentant moins de 5 p. 100 de ses réserves restantes totales au 31 octobre 1994 déciderait de ne pas reconduire leur contrat, préférant plutôt opter pour la réduction du volume. Western Gas était d'avis que les producteurs ne seraient peut-être pas en mesure de faire des prévisions au-delà de quatre ans, et a donc estimé que l'intervalle imposé entre le préavis de non-reconduction et la fin du contrat aurait pour effet de dissuader les producteurs tentés par ce choix. Western Gas était aussi d'avis que le caractère coparticipatif propre à l'industrie de la production dissuaderait les producteurs d'exercer leur

droit de non-reconduction, étant donné la difficulté de faire l'unanimité entre les associés d'un contrat en participation.

Mais au cours de l'audience GH-5-89, Western Gas a révisé ses prévisions pour porter entre 7 et 10 p. 100 de ses réserves restantes totales au 31 octobre 1994 le volume représenté par les contrats non reconduits, soit l'équivalent du tiers environ des approvisionnements assurés par l'ensemble des contrats arrivant à échéance à cette date.

La date limite du préavis requis par les producteurs souhaitant mettre fin à leurs contrats avec Western Gas le 1^{er} novembre 1994 a été portée du 1^{er} novembre 1990 au 4 janvier 1991, après quoi Western Gas a fait savoir que le nombre des avis de non-reconduction de ses producteurs représentait environ 14 p. 100 de ses réserves restantes totales au 31 octobre 1994. L'exercice de cette option aura ainsi entraîné une diminution de la moitié des approvisionnement assurés par les contrats qui arriveront à échéance en novembre 1994. Bien que ces décisions de non-reconduction étaient fondées sur diverses raisons, Western Gas a expliqué leur nombre plus élevé que prévu par les faibles taux d'enlèvement de certains contrats, et le regroupement (par l'acquisition de propriétés) de participations extrêmement dispersées.

En plus de reporter la date des préavis de non-reconduction au 4 janvier 1991, Western Gas a proposé aux producteurs de retarder d'une année la date de préavis de non-reconduction des contrats admissibles, afin de permettre aux producteurs concernés d'envoyer leur préavis le 1^{er} novembre 1991, et de voir leurs contrats se terminer le 31 octobre 1995. Au départ, des contrats représentant un volume maximal de $14,2 \cdot 10^9 \text{m}^3$ ($0,5 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$) des réserves restantes étaient admissibles à la non-reconduction le 31 octobre 1995. Ce volume est maintenant de $56,7 \cdot 10^9 \text{m}^3$ ($2 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$). Western Gas estime à $19,8 \cdot 10^9 \text{m}^3$ ($0,7 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$) le volume représenté par les contrats arrivant à échéance le 31 octobre 1995 qui ne seront pas reconduits.

À la demande de l'Office, Western Gas a présenté un «scénario de la pire éventualité», selon lequel tous les producteurs décideraient de mettre fin à leurs contrats dès qu'ils pourraient le faire. La figure A-1 illustre cette hypothèse en admettant que la production se poursuive à plein régime et que la mise en valeur des réserves se trouvant sur les sites attribués par contrat continue au même rythme que par le passé. Elle indique également les volumes cumulatifs que représentent les contrats admissibles à non-reconduction et le nombre de non-reconductions prévu pour l'année contractuelle 1994-1995. Les volumes cumulatifs représentés par les contrats admissibles à non-reconduction en 1994 comprennent ceux visés par le report du délai de préavis mentionné ci-dessus. Les livraisons visées par les contrats qui auront été reconduits pourront continuer d'être effectuées, mais pourront être interrompues par l'arrivée à terme du contrat en 1995 et les années suivantes. Le scénario de la pire éventualité ne tient pas compte des réserves qui pourraient être retirées des approvisionnements de Western Gas par les producteurs en vertu de l'option de réduction.

1. La quantité de référence allouée établie par l'entente de rentrées nettes est égale à la quantité journalière minimale prévue au contrat original multipliée par 365.

Western Gas a reçu un plus grand nombre de préavis de non-reconduction pour le 1^{er} novembre 1994 qu'elle ne l'avait prévu. Elle est cependant d'avis que le nombre de non-reconductions futur diminuera considérablement, étant donné l'augmentation des taux d'enlèvement qui découlera de la croissance de la demande et du déclin de la capacité d'approvisionnement. Pour ces raisons, Western Gas prévoit que le taux moyen des enlèvements effectués aux-termes des contrats passés avec les producteurs dépassera 75 p. 100 à compter de l'année contractuelle 1994-1995, année à laquelle les producteurs pourront réduire leurs fournitures. Western Gas ne prévoit donc pas de diminution supplémentaire d'approvisionnements sous l'effet de l'option de réduction. Elle a également fait valoir qu'en prévoyant des mesures de réduction de ses engagements contractuels pour compenser un taux d'enlèvement inférieur à celui prévu, l'option de réduction des volumes d'approvisionnement aura l'effet souhaité et l'équilibre entre l'offre et la demande sera rétabli.

La mesure dans laquelle les producteurs exerceront leur droit de non-reconduction influera sur la capacité de Western Gas de prendre de nouveaux engagements de fourniture. Western Gas a fait valoir que lorsque les licences expireront et que les reconductions seront demandées, il lui faudra demander une approbation auprès de l'Office. Cependant, les dispositions contractuelles en vigueur l'empêchent de prendre de nouveaux engagements ou de renouveler ses contrats actuels si son RR/P est inférieur à 10/1. Dans l'hypothèse d'une production égale à l'ensemble des besoins d'approvisionnement prévus aux contrats, les estimations préliminaires de Western Gas et de l'Office indiquent que, compte tenu des non-reconductions entrant en vigueur le 1^{er} novembre 1994, la valeur du RR/P au cours des années couvertes par la période de projection ne descendra jamais au dessous de 10/1.

Capacité de production

Pour savoir si les approvisionnements en gaz de Western Gas seront suffisants, il a été nécessaire de comparer les prévisions de la capacité de production avec les besoins à assurer selon divers scénarios. Ces scénarios varient selon l'importance du nombre de non-reconductions par les producteurs de Western Gas ainsi que selon l'évolution future des besoins.

Dans tous les cas, les prévisions de Western Gas et de l'Office en ce qui concerne la capacité de production ont été rajustées en supposant une production égale aux besoins prévus. En outre, les prévisions relatives à la capacité de production compte tenu des non-reconductions possibles à compter du 1^{er} novembre 1994 d'une part, et d'un nombre maximal de non-reconductions d'autre part, ont été ajustées conformément à la méthodologie adoptée par Western Gas. La capacité de production au cours des années suivant le 1^{er} novembre 1994 a été réduite dans des proportions qui reflètent les réserves perdues par suite des non-reconductions. Il s'agit là d'une méthode prudente, en ceci que la plupart des réserves assurées par les contrats qui se termineront auront, au moment de leur échéance, produit depuis plus de 20 ans et seront dans un état de déclin plus avancé que l'ensemble des autres sources d'approvisionnement. Il est donc possible que la capacité de production soit moins gravement touchée, au cours du reste de la période couverte par l'étude, que le prévoit la méthode utilisée.

Pour ce qui est de la demande, deux scénarios ont été envisagés. Le premier prévoit le renouvellement des demandes d'approvisionnement assurées par Western Gas à l'intérieur du pays et sur le marché d'exportation. Il s'agit essentiellement du niveau prévu des besoins assurés par Western Gas dans l'hypothèse où il continuerait d'approvisionner ses marchés intérieur et d'exportation traditionnels. Le second scénario n'étudie que les besoins des marchés intérieur et d'exportation établis par les contrats de Western Gas; ce sont les besoins non renouvelés. Il s'agit de la demande que Western Gas s'est engagée à assurer par contrat. Dans les deux scénarios, on a tenu compte, pour les premières années,

des livraisons estimatives de gaz excédentaire provenant des gisements attribués à Western Gas par contrat vers d'autres marchés que les siens propres.

Pour ce qui est des approvisionnements trois scénarios ont été élaborés. Les estimations de l'Office et de Western Gas en ce qui concerne la capacité de production de Western Gas ont été examinées. Les prévisions de Western Gas comprennent la capacité de production assurée par la croissance des réserves dont elle dispose sur des sites attribués par contrat, alors que l'Office se fonde uniquement sur les réserves établies. Le fait que Western Gas tient compte de la croissance de ses réserves et que les chiffres de l'Office en ce qui concerne les réserves établies de Western Gas sont inférieurs à ceux de Western Gas tend à rendre les prévisions de Western Gas plus élevées que celles de l'Office, surtout vers la fin de la période couverte.

Le premier scénario d'approvisionnement étudie la capacité de production de toutes les réserves restantes détenues par contrat par Western Gas au 31 octobre 1988, sans aucun cas de non-reconduction. Le second scénario d'approvisionnement étudie l'incidence qu'aurait un nombre maximal de non-reconductions. Notons toutefois que ce scénario ne tient pas compte de l'effort qu'aurait l'option de réduction de volume conjuguée à l'option de non-reconduction. Le troisième scénario d'approvisionnement tient compte des non-reconductions de contrats au 1^{er} novembre 1994 déjà connues, mais suppose qu'il n'y aura plus d'autres cas de non-reconduction. Toutes choses étant égales par ailleurs, on peut supposer que la capacité réelle de production de Western Gas devrait normalement se situer, au cours des prochaines années, entre celle proposée par les scénarios 2 et 3. Comme il est mentionné plus haut, Western Gas ne prévoit pas que le nombre de non-reconductions sera important, étant donné que la croissance du marché et le déclin de la capacité d'approvisionnement assureront à ses producteurs des taux d'enlèvement relativement élevés.

Figure A.1

Estimation des réserves restantes en vertu de l'option de résiliation

Exajoules au moment de la résiliation

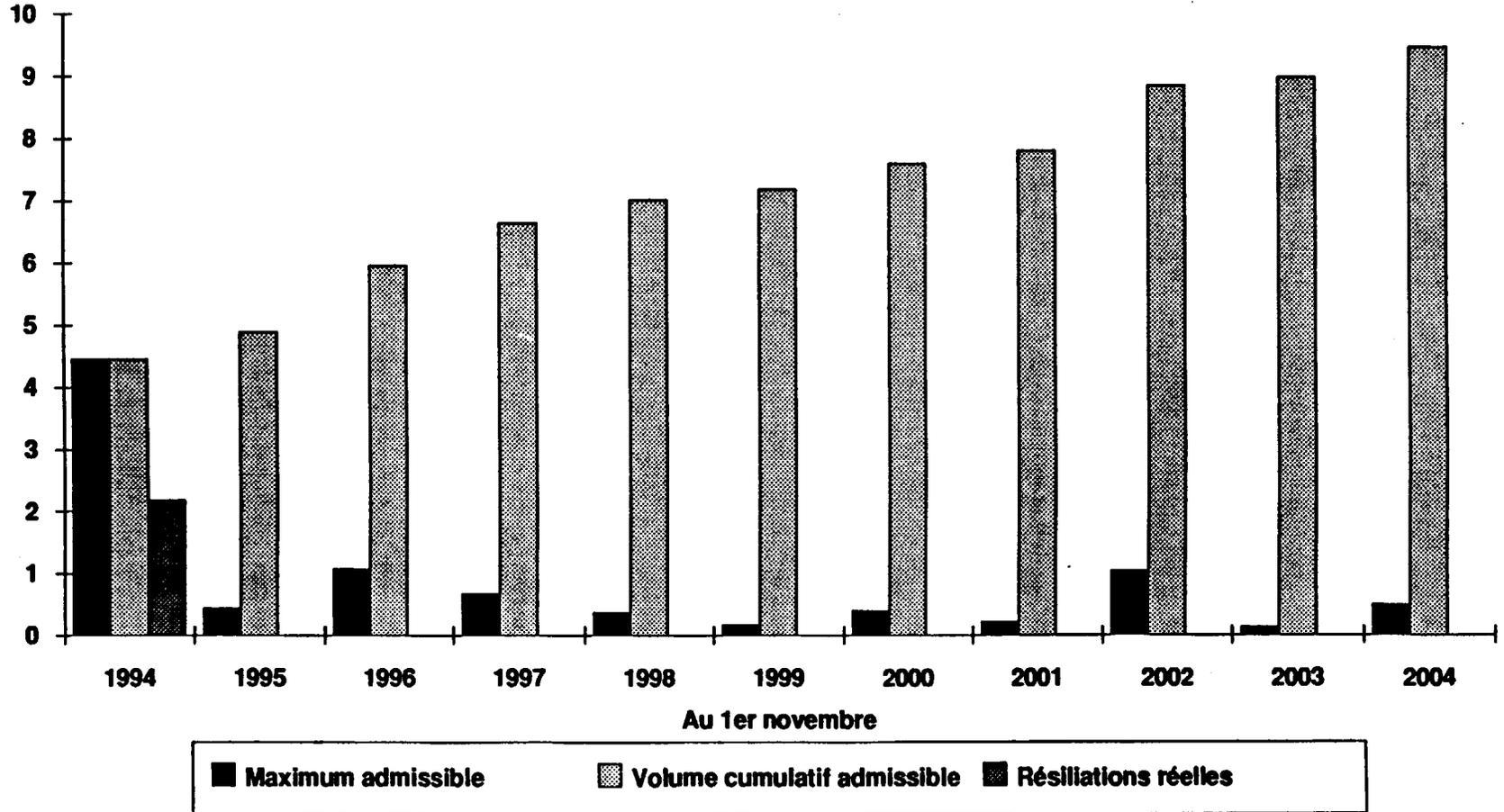
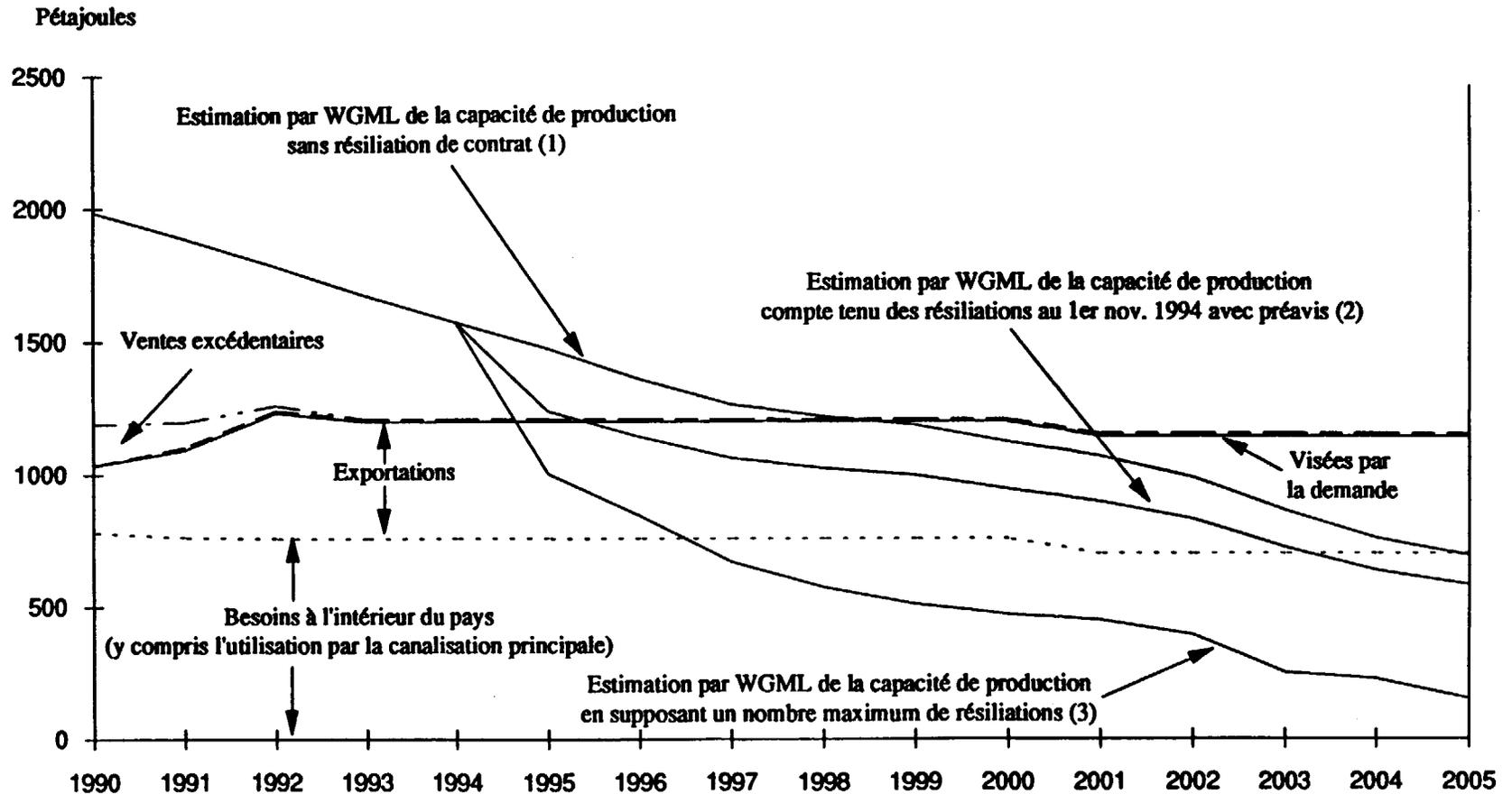


Figure A.2
Comparaison des estimations par WGML de la capacité de production annuelle par rapport aux besoins renouvelés de WGML pour l'intérieur du pays et pour l'exportation

1. L'estimation par WGML de la capacité de production en supposant qu'aucun contrat ne soit résilié pendant la période de projection.
2. L'estimation par l'ONÉ de la capacité de production compte tenu des préavis reçus dans les délais prescrits et l'entrée en vigueur des résiliations au cours de l'année contractuelle 1994-95. Cette projection ne tient pas compte des contrats résiliés après cette date.
3. L'estimation par l'ONÉ de la capacité de production en supposant qu'un nombre maximum de producteurs exercent leur option de résiliation de contrat le plus tôt possible au cours de la période de la projection.

Figure A.2

COMPARAISON DES ESTIMATIONS PAR WGML DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE PAR RAPPORT AUX BESOINS RENOUVELÉS DE WGML POUR L'INTÉRIEUR DU PAYS ET POUR L'EXPORTATION



1. L'estimation par WGML de la capacité de production en supposant qu'aucun contrat ne soit résilié pendant la période de projection.
2. L'estimation par WGML de la capacité de production compte tenu des préavis reçus dans les délais prescrits et l'entrée en vigueur des résiliations au cours de l'année contractuelle 1994-95. Cette projection ne tient pas compte des contrats résiliés après cette date.
3. L'estimation par WGML de la capacité de production en supposant qu'un nombre maximum de producteurs exercent leur option de résiliation de contrat le plus tôt possible au cours de la période de la projection.

Les figures 2 et 3 illustrent, respectivement, les besoins pour l'intérieur du pays et pour l'exportation comparativement aux trois scénarios plausibles pour Western Gas et l'Office.

Dans l'hypothèse où tous les contrats seraient reconduits, la figure A-2 indique que, selon l'estimation de Western Gas, celle-ci serait en mesure de combler les besoins renouvelés jusqu'en 1998, tandis que la figure A-3 indique que, selon l'estimation de l'Office, Western Gas serait en mesure de combler les besoins renouvelés jusqu'en 1997 seulement. Bien que les chiffres de l'Office soient nettement inférieurs à ceux de Western Gas, l'Office est d'avis qu'un taux d'enlèvement supérieur à celui qui a été utilisé par Western Gas est réalisable. Cela explique pourquoi les prévisions de l'Office en ce qui concerne la capacité de production de Western Gas sont plus élevées au début de la période que celles de Western Gas, mais moins élevées que celles proposées par celle-ci à la fin de la période de validité des licences demandées. Cet écart est accentué par le fait que Western Gas a tenu compte du taux d'accroissement de ses réserves, alors que l'Office s'est basé uniquement sur les réserves établies.

Dans l'hypothèse d'un nombre maximal de non-reconductions, l'estimation de Western Gas et celle de l'Office, illustrées sur les figures A-2 et A-3 respectivement, indiquent qu'il pourrait y avoir déficience de capacité à compter de 1995. De plus, ces courbes ne tiennent pas compte de la diminution des approvisionnements qui pourrait résulter de l'option de réduction de volume.

Les estimations de Western Gas et de l'Office dans lesquelles on ne tient compte que des non-reconductions de contrats arrivant à échéance le 1^{er} novembre 1994 indiquent qu'il y aura déficience de capacité à compter de 1996. Comme prévu, ces déficiences sont bien inférieures à celles indiquées par le scénario dans lequel on prévoit un nombre maximal de non-reconductions.

La figure A-4 compare les estimations de la capacité de production préparées par Western Gas et par l'Office aux besoins non renouvelés à l'intérieur du pays et pour l'exportation, c'est-à-dire uniquement les besoins que devront combler les contrats actuels de Western Gas et ceux qui font l'objet de la demande. Les estimations de Western Gas et de l'Office prévoyant la non-reconduction des contrats arrivant à terme le 1^{er} novembre 1994 indiquent que Western Gas pourra faire face à ses engagements pendant toute la période de validité des licences d'exportation demandées. La figure A-4 fait aussi la même comparaison en prenant pour hypothèse qu'il y aura un nombre maximal de non-reconductions. Selon ce scénario, les estimations de Western Gas et de l'Office concourent à la conclusion que les besoins prévus aux contrats ne pourront être comblés entre 1999 et 2003.

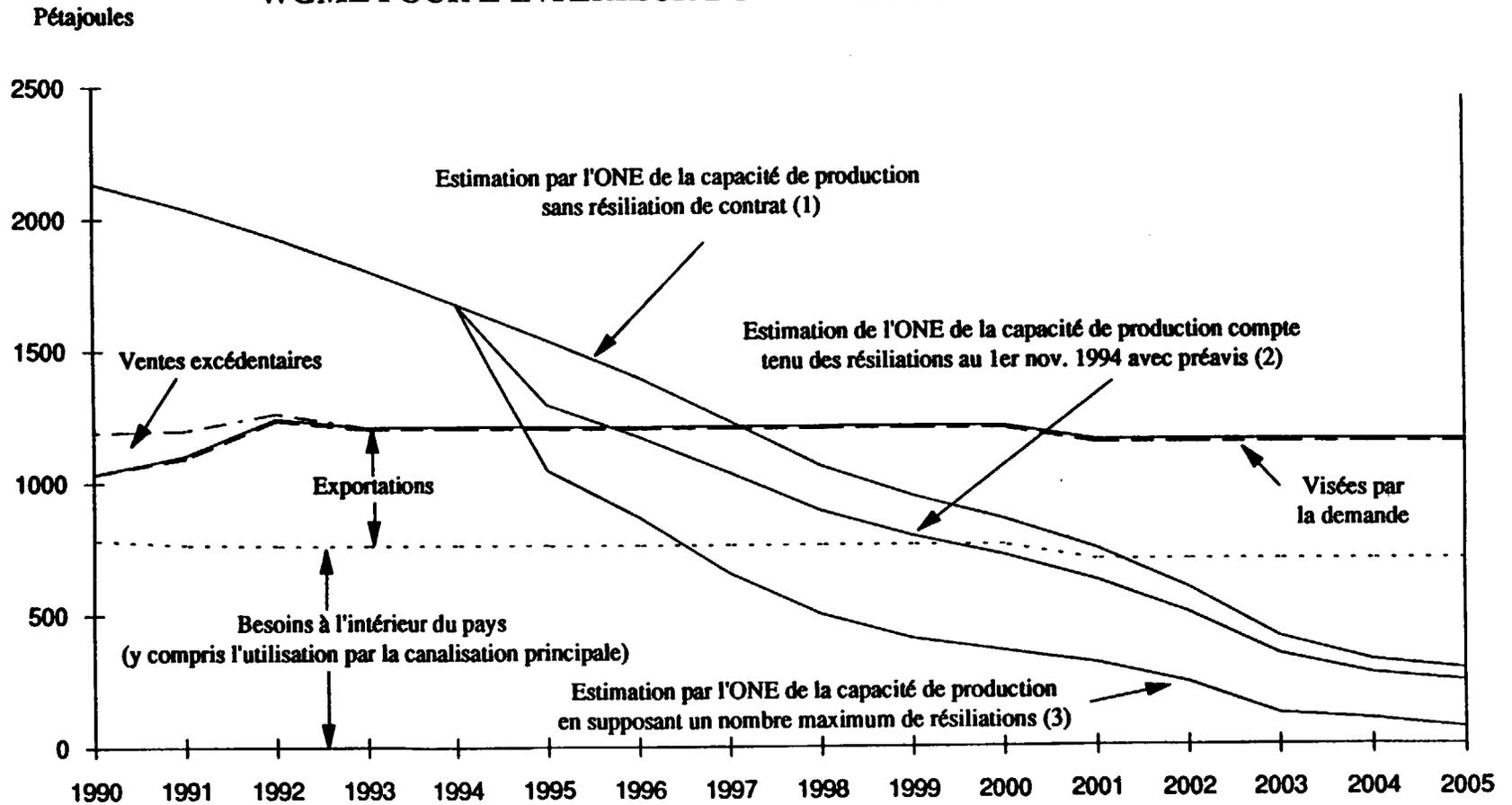
Bien qu'elle prévoit être en mesure d'assurer les besoins renouvelables de ses clients, Western Gas a précisé que, dans le cas des contrats de fourniture de volumes spécifiques, elle n'était tenue d'assurer que les quantités stipulées au contrat. Elle a fait remarquer qu'aucune partie intéressée n'avait contesté, pendant l'audience GH-5-89, le fait que les approvisionnements de Western Gas étaient suffisants pour répondre à ses engagements, et elle a assuré l'Office qu'elle saurait gérer son approvisionnement de manière à satisfaire la demande.

Figure A.3
Comparaison des estimations par l'ONÉ de la capacité de production annuelle par rapport aux besoins renouvelés de WGML pour l'intérieur du pays et pour l'exportation

1. L'estimation par l'ONÉ de la capacité de production en supposant qu'aucun contrat ne soit résilié pendant la période de projection.
2. L'estimation par l'ONÉ de la capacité de production compte tenu des préavis reçus dans les délais prescrits et l'entrée en vigueur des résiliations au cours de l'année contractuelle 1994-95. Cette projection ne tient pas compte des contrats résiliés après cette date.
3. L'estimation par l'ONÉ de la capacité de production en supposant qu'un nombre maximum de producteurs exercent leur option de résiliation de contrat le plus tôt possible au cours de la période de la projection.

Figure A.3

COMPARAISON DES ESTIMATIONS PAR L'ONE DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE PAR RAPPORT AUX BESOINS RENOUVELÉS DE WGML POUR L'INTÉRIEUR DU PAYS ET POUR L'EXPORTATION



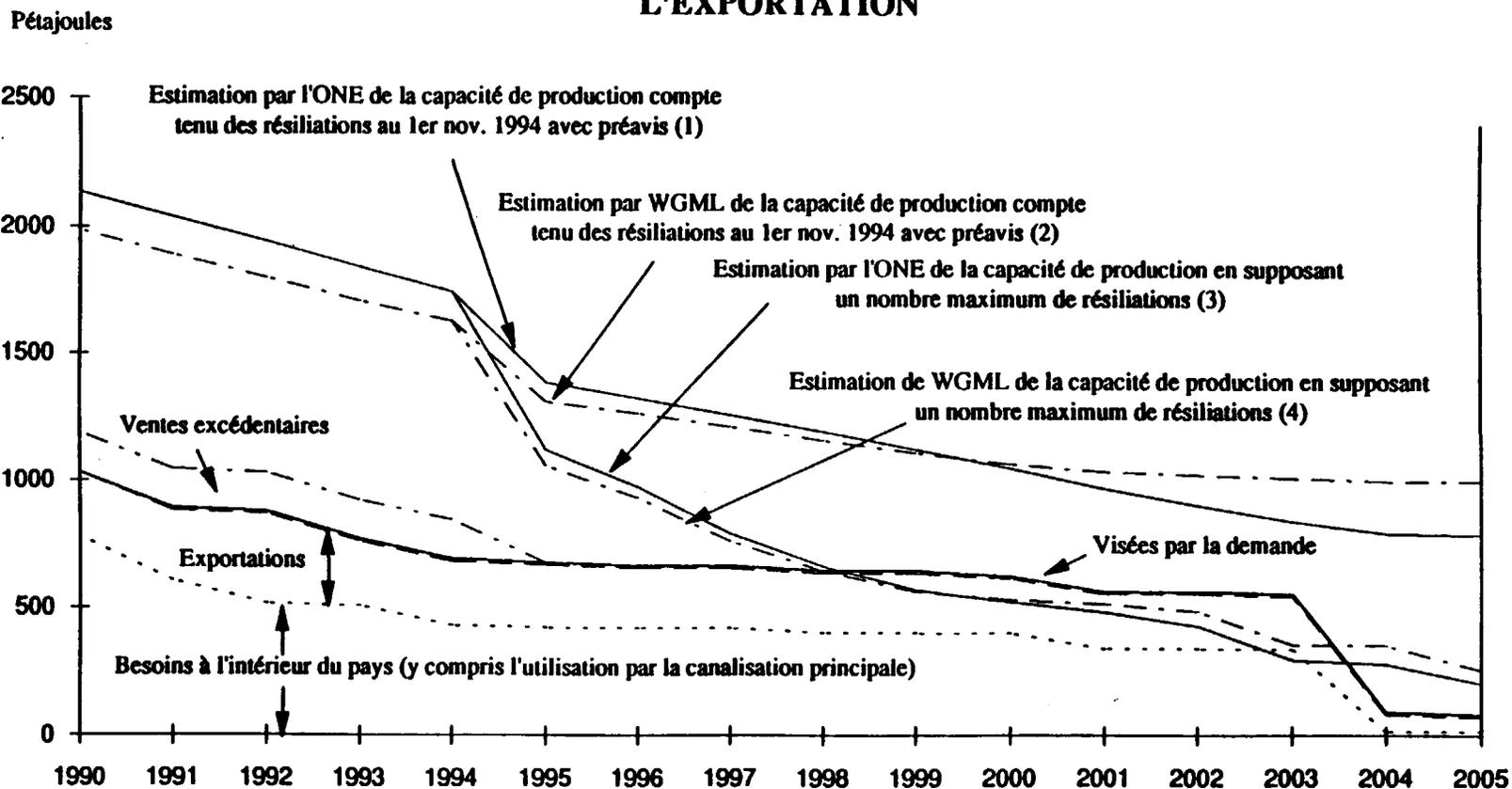
1. L'estimation par l'ONE de la capacité de production en supposant qu'aucun contrat ne soit résilié pendant la période de projection.
2. L'estimation par l'ONE de la capacité de production compte tenu des préavis reçus dans les délais prescrits et l'entrée en vigueur des résiliations au cours de l'année contractuelle 1994-95. Cette projection ne tient pas compte des contrats résiliés après cette date.
3. L'estimation par l'ONE de la capacité de production en supposant qu'un nombre maximum de producteurs exercent leur option de résiliation de contrat le plus tôt possible au cours de la période de la projection.

Figure A.4
Comparaison des estimations par l'ONÉ et par WGML de la
capacité de production annuelle par rapport aux besoins
non renouvelés de WGML pour l'intérieur du pays et pour l'exportation

1. L'estimation par l'ONÉ de la capacité de production compte tenu des préavis reçus dans les délais prescrits et l'entrée en vigueur des résiliations au cours de l'année contractuelle 1994-95. Cette projection ne tient pas compte des contrats résiliés après cette date.
2. L'estimation par WGML de la capacité de production compte tenu des préavis reçus dans les délais prescrits et l'entrée en vigueur des résiliations au cours de l'année contractuelle 1994-95. Cette projection ne tient pas compte des contrats résiliés après cette date.
3. L'estimation par l'ONÉ de la capacité de production en supposant qu'un nombre maximum de producteurs exercent leur option de résiliation de contrat le plus tôt possible au cours de la période de la projection.
4. L'estimation par WGML de la capacité de production en supposant qu'un nombre maximum de producteurs exercent leur option de résiliation de contrat le plus tôt possible au cours de la période de la projection.

Figure A.4

COMPARAISON DES ESTIMATIONS PAR L'ONE ET PAR WGML DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE PAR RAPPORT AUX BESOINS NON RENOUVELÉS DE WGML POUR L'INTÉRIEUR DU PAYS ET POUR L'EXPORTATION



1. L'estimation par l'ONE de la capacité de production compte tenu des préavis reçus dans les délais prescrits et l'entrée en vigueur des résiliations au cours de l'année contractuelle 1994-95. Cette projection ne tient pas compte des contrats résiliés après cette date.
2. L'estimation par WGML de la capacité de production compte tenu des préavis reçus dans les délais prescrits et l'entrée en vigueur des résiliations au cours de l'année contractuelle 1994-95. Cette projection ne tient pas compte des contrats résiliés après cette date.
3. L'estimation par l'ONE de la capacité de production en supposant qu'un nombre maximum de producteurs exercent leur option de résiliation de contrat le plus tôt possible au cours de la période de la projection.
4. L'estimation par WGML de la capacité de production en supposant qu'un nombre maximum de producteurs exercent leur option de résiliation de contrat le plus tôt possible au cours de la période de la projection.