



Office national de l'énergie

---

## Motifs de décision

**Amoco Canada Petroleum Company Ltd.**

**Canadian Occidental Petroleum Ltd.**

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

**ProGas Limited**

**Shell Canada Limited**

**GH-3-91**

**Mars 1992**

---

**Volume II  
Exportations de gaz naturel**

## **Office national de l'énergie**

---

### **Motifs de décision**

relativement à

**Amoco Canada Petroleum Company Ltd.**

**Canadian Occidental Petroleum Ltd.**

**Mobil Oil Canada, Ltd.**

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

**ProGas Limited**

**Shell Canada Limited**

**Unigas Corporation**

**Western Gas Marketing Limited**

**Western Gas Marketing Limited, à titre de  
mandataire de Northern Minnesota Utilities,  
Division de Utilicorp United Inc.**

Demande de licence d'exportation de gas  
naturel déposées conformément à la *Loi sur  
l'Office national de l'énergie*

**GH-3-91**

**Mars 1992**

© Ministre des Approvisionnements et Services  
Canada 1992

N° de cat. 0-662-97325-9  
ISBN NE 22-1/1991-13-2F

Ce rapport est publié séparément dans les deux  
langues officielles.

**Exemplaires disponibles auprès du:**

Bureau du soutien de la réglementation  
Office national de l'énergie  
311, 6<sup>e</sup> avenue s.-o.  
(Calgary) Canada  
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 - 6th Avenue S.W.  
Calgary, Canada  
T2P 3H2  
(403) 292-4800

Printed in Canada

# Table des matières

<b>Liste des tableaux</b> .....	(iv)
<b>Liste des figures</b> .....	(iv)
<b>Liste des annexes</b> .....	(iv)
<b>Abréviations</b> .....	(v)
<b>Exposé et comparutions</b> .....	(viii)
<b>1. Partie VI - Demandes de licences d'exportation de gaz</b> .....	1
1.1 Demandes .....	1
1.2 Méthode d'examen axée sur les conditions du marché .....	4
1.2.1 Procédure de plainte .....	4
1.2.2 Évaluation des incidences de l'exportation .....	5
1.2.3 Autres facteurs touchant l'intérêt public .....	5
1.2.3.1 Approvisionnement en gaz .....	5
1.2.3.2 Marché, ententes commerciales et approbations réglementaires .....	6
1.3 Clause de temporisation .....	7
1.4 Examen environnemental préalable .....	8
<b>2. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.</b> .....	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 .....	10
2.3.1 Marché .....	10
2.3.2 Transport .....	11
2.3.3 Contrat de vente de gaz .....	12
2.3.4 Approbations réglementaires .....	13
2.4 Opinion de l'Office .....	13
2.5 Décision .....	14
<b>3. Canadian Occidental Petroleum Ltd.</b> .....	15
3.1 Résumé de la demande .....	15
3.2 Approvisionnement en gaz .....	16
3.2.1 Contrat d'approvisionnement .....	16
3.2.2 Réserves .....	16
3.2.3 Capacité de production .....	17
3.3 Marché, ententes commerciales et approbations réglementaires .....	18
3.3.1 Marché .....	18
3.3.2 Transport .....	18
3.3.3 Contrats de vente de gaz .....	18

3.3.4	Approbations réglementaires .....	20
3.4	Opinion de l'Office .....	21
3.5	Décision .....	22
<b>4.</b>	<b>North Canadian Marketing Inc. et East Georgia Cogeneration (Vermont) Limited Partnership</b> .....	<b>23</b>
4.1	Résumé de la demande .....	23
<b>5.</b>	<b>ProGas Limited, pour vente à Lockport Energy</b> .....	<b>25</b>
5.1	Résumé de la demande .....	25
5.2	Approvisionnement en gaz .....	25
5.2.1	Contrats d'approvisionnement .....	26
5.2.2	Réserves .....	26
5.2.3	Capacité de production .....	27
5.3	Marché, ententes commerciales et approbations réglementaires .....	28
5.3.1	Marché .....	28
5.3.2	Transport .....	30
5.3.3	Contrat de vente de gaz .....	31
5.3.4	Entente d'achat d'électricité .....	31
5.3.5	Entente de services de transport .....	32
5.3.6	Entente de vente d'énergie thermique .....	32
5.3.7	Approbations réglementaires .....	32
5.4	Opinion de l'Office .....	32
5.5	Décision .....	33
<b>6.</b>	<b>ProGas Limited, pour vente à NSPW</b> .....	<b>34</b>
6.1	Résumé de la demande .....	34
6.2	Approvisionnement en gaz .....	34
6.3	Marché, ententes commerciales et approbations réglementaires .....	34
6.3.1	Marché .....	34
6.3.2	Transport .....	34
6.3.3	Contrats de vente de gaz .....	35
6.3.4	Approbations réglementaires .....	36
6.4	Opinion de l'Office .....	36
6.5	Décision .....	37
<b>7.</b>	<b>Shell Canada Limited</b> .....	<b>38</b>
7.1	Résumé de la demande .....	38
7.2	Approvisionnement en gaz .....	39
7.2.1	Contrats d'approvisionnement .....	39
7.2.2	Réserves .....	39
7.2.3	Capacité de production .....	41
7.3	Marché, ententes commerciales et approbations réglementaires .....	41
7.3.1	Marchés .....	41
7.3.1.1	Marché de Midwest Gas .....	41
7.3.1.2	Marché d'Enron .....	42
7.3.2	Transport .....	44
7.3.3	Contrats de vente de gaz .....	45
7.3.3.1	Contrat de vente de gaz intéressant Shell, Salmon et Midwest Gas .....	45
7.3.3.2	Contrat de vente de gaz intéressant Shell, Salmon et Enron .....	46

7.3.4	Approbations réglementaires . . . . .	47
7.4	Opinion de l'Office . . . . .	48
7.5	Décision . . . . .	48
<b>8.</b>	<b>Décision . . . . .</b>	<b>50</b>

## Liste des tableaux

1-1	Sommaire des demandes de licences d'exportation . . . . .	3
2-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies d'Amoco Canada avec le volume global demande . . . . .	10
3-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Canadian Oxy avec le volume global demande . . . . .	16
5-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de ProGas et du volume visé par la demande . . . . .	26
7-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Shell Canada et du volume visé par la demande pour la période du contrat . . . . .	39

## Liste des figures

3-1	Comparaison des estimations par CanadianOxy et l'ONÉ de la capacité de production annuelle	19
5-1	Comparaison des estimations de ProGas et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle . . . . .	29
7-1	Comparaison des estimations de Shell et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle . . . . .	43

## Liste des annexes

I	Modalités des licences qui seront délivrées . . . . .	51
---	---	----

## Abréviations

10 <sup>6</sup> Btu	million de thermies britanniques
10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup>	million de pieds cubes
10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup>	milliard de pieds cubes
Alberta and Southern	Alberta and Southern Gas Company Ltd.
Amoco Canada	Amoco Canada Petroleum Company Ltd.
ANR Storage	ANR Storage Company
CanadianOxy	Canadian Occidental Petroleum Ltd.
Contrat de gaz naturel	contrat de vente ou d'achat de gaz naturel
Décret PEEE	<i>Décret sur les lignes directrices visant l'examen et l'évaluation en matière d'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
Empire	Empire Energy Niagara Limited Partnership
Enron	Enron Gas Marketing, Inc.
É.-U.	États-Unis
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
Foothills	Foothills Pipe Lines (Yukon) Limited
GJ	Gigajoule(s)
GLGT	Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership
Harrison	Harrison Radiator, division de la société General Motors
IA	installation admissible de cogénération
Lockport Energy	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, Inc.
NCMI	North Canadian Marketing Inc.
NGPL	Natural Gas Pipeline Company of America
Niagara Mohawk	Niagara Mohawk Power Corporation
NMU	Northern Minnesota Utilities, division de UtiliCorp United Inc.
Northern Border	Northern Border Pipeline Company
Northern Natural	Northern Natural Gas Company, division d'Enron Corp.
NOVA	NOVA Corporation of Alberta
NSPW	Northern States Power Company, société du Wisconsin
NYSEG	New York State Electric and Gas Corporation
OCREA	Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta
Office et ONÉ	Office national de l'énergie
PMPG	prix moyen pondéré du gaz
ProGas	ProGas Limited
PURPA	Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 (États-Unis)
QCJ	quantité contractuelle journalière
QJM	quantité journalière maximale
Règlement	Règlement de la partie VI de la <i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
Salmon	Salmon Resources Ltd.
SDL	société de distribution locale
SG	service garanti
Shell	Shell Canada Limited
Tennessee	Tennessee Gas Pipeline Company
TETCO	Texas Eastern Transmission Company

TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
Unigas	Unigas Corporation
Vermont Gas	Vermont Gas Systems, Inc.
Viking	Viking Gas Transmission Company
VPSB	Vermont Public Service Board
Western Gas	Western Gas Marketing Limited
WPSC	Visions Public Service Commission

## Exposé et comparutions

CONFORMÉMENT à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et aux règlements s'y rapportant;

PAR SUITE des demandes déposées par:

Amoco Canada Petroleum Company Ltd.;  
Canadian Occidental Petroleum Ltd.;  
Mobil Oil Canada, Ltd.;  
North Canadian Marketing Inc. and East Georgia Cogeneration (Vermont) Limited Partnership;  
ProGas Limited;  
Shell Canada Limited;  
Unigas Corporation;  
Western Gas Marketing Limited; et  
Western Gas Marketing Limited, à titre de mandataire de Northern Minnesota Utilities, division de UtiliCorp United Inc.

en vue d'obtenir de nouvelles licences d'exportation de gaz naturel, conformément à l'article 117 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*;

CONFORMÉMENT 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 et président
W.G. Stewart	Membre
C. Bélanger	Membre

COMPARUTIONS:

F.R. Foran, c.r.	Amoco Canada Petroleum Company Ltd.
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 Limited
D.G. Hart, c.r.	Unigas Corporation

M.J. Samuel	Western Gas Marketing Limited; et Western Gas Marketing Limited, à titre de mandataire de Northern Minnesota Utilities, division de 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

## Partie VI - Demandes de licences d'exportation de gaz

---

### 1.1 Demandes

Pendant l'audience GH-3-91, l'Office national de l'énergie («l'Office») a étudié douze demandes de licence d'exportation de gaz naturel, déposées par les sociétés suivantes

1. Amoco Canada Petroleum Company Ltd. («Amoco Canada»), pour exporter du gaz naturel à Northern States Power Company («NSPW»), société du Wisconsin;
2. Canadian Occidental Petroleum Ltd. («CanadianOxy»), pour exporter du gaz naturel à NSWP;
3. Mobil Oil Canada, Ltd. («Mobil Canada»), pour exporter du gaz naturel à Northern Natural Gas Company («Northern Natural»), division d'Enron Corp.;
4. Northern 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 Energy»);
6. ProGas, pour exporter du gaz naturel à NSPW;
7. Shell Canada Limited («Shell»), pour exporter du gaz naturel à Salmon Resources Ltd. («Salmon»)/Midwest Gas («Midwest Gas»), division de Iowa Public Service Company et de 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 division de UtiliCorp United Inc.;
11. Western Gas, à titre de mandataire de NMU, pour exporter du gaz naturel à NMU;
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 examinées au cours de l'audience GH-3-91.

Pour les besoins des sociétés qui avaient demandé des licences devant entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1991, l'Office a publié les Motifs de décision GH-3-91 pertinents dans un premier volume, en février 1992. Il s'agit des demandes soumises par:

- Mobil Canada, pour exporter du gaz naturel à Northern Natural;
- Unigas, pour exporter du gaz naturel à Northern Natural;
- Western Gas, pour exporter du gaz naturel à Northern Natural;
- Western Gas, pour exporter du gaz naturel à NMU;
- Western Gas, à titre de mandataire de NMU; et
- Western Gas, pour exporter du gaz naturel à Vermont Gas.

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

Demande	Acheteur (type de marché)	Période d'exportation	Point d'exportation	<u>Débits maximaux proposés</u>		
				Journalier 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Annuel 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Période 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
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, Québec	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	1 345,6 (47,5)	492,9 (17,4)	QJM x nombre de jours
Western Gas (B)	Northern Natural (approv. du réseau)	approb. du GGC au 31 mars 1996	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)

Le présent document porte sur les six autres demandes, déposées par:

- Amoco Canada, pour exporter du gaz naturel à NSPW;
- CanadianOxy, pour exporter du gaz naturel à NSPW;
- NCMI/EGC, pour exporter du gaz naturel à EGC;
- ProGas, pour exporter du gaz naturel à Lockport Energy;
- ProGas, pour exporter du gaz naturel à NSPW; et
- Shell, pour exporter du gaz naturel à Salmon, pour revente à Midwest Gas et à Enron.

## **1.2 Méthode d'examen axée sur les conditions du marché**

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

Conformément aux dispositions de l'article 118 de la Loi, l'Office examine les demandes eu égard aux conditions du marché. La méthode d'examen décrite ci-dessous a un caractère général et vaut pour toutes les demandes de licence d'exportation entendues durant l'audience GH-3-9 1.

Suivant la méthode axée sur le marché, l'Office doit examiner:

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

À l'audience GHW-1-91, l'Office a informé les parties concernées des modifications qu'il est proposé d'apporter à la méthode d'examen axée sur les conditions du marché, modifications qui touchent les modalités d'application de la procédure de plainte et d'autres considérations relatives à l'intérêt public. À ce propos, les parties ont été priées de déposer leurs commentaires au plus tard le 15 octobre 1991, une réponse devant leur être fournie avant le 20 décembre 1991.

Étant donné que l'audience GHW-1-91 n'a pas été complétée, l'Office a évalué les demandes entendues à l'audience GH-3-91 en s'appuyant sur la procédure en vigueur.

### **1.2.1 Procédure de plainte**

Toute demande de licence d'exportation déposée auprès de l'Office peut être examinée par les parties intéressées. Les utilisateurs canadiens de gaz naturel ont le droit de s'opposer à la demande s'il leur est impossible d'obtenir par contrat des approvisionnements supplémentaires de gaz, à des conditions, et un prix, semblables à ceux qui sont proposés dans la demande.

Aucune plainte n'a été déposée relativement aux demandes de licence d'exportation visées par l'audience GH-3-91.

## **1.2.2 Évaluation des incidences de l'exportation**

L'ÉIE a pour objet d'aider l'Office à déterminer si les exportations proposées risquent d'empêcher les Canadiens de satisfaire à leurs futurs besoins énergétiques, et ce, au juste prix du marché. Lorsqu'on a d'abord introduit la méthode d'examen axée sur les conditions du marché, chaque demandeur de licence d'exportation devait déposer une évaluation des incidences des exportations projetées du point de vue de l'offre, de la demande et des prix du gaz naturel au pays, et du point de vue de l'aptitude des marchés énergétiques canadiens à s'adapter aisément aux changements entraînés par le projet.

Après avoir réexaminé les exigences relatives à l'ÉIE à l'automne de 1989, l'Office a décidé de mener elle-même une évaluation générale, c'est-à-dire non reliée à un projet spécifique, tout en conservant la composante ÉIE de sa méthode d'examen axée sur les conditions du marché. Ainsi, les demandeurs ont aujourd'hui le choix d'effectuer leur propre évaluation ou de s'appuyer sur celle de l'Office, pour déterminer si les exportations qu'ils proposent risquent d'entraîner des problèmes d'adaptation sur les marchés énergétiques canadiens.

Les six demandeurs faisant l'objet du Volume II ont choisi l'ÉIE réalisée par l'Office.

Or, l'Office considère que les volumes d'exportation proposés auraient peu d'incidence sur la production, la consommation et le prix du gaz au Canada, et n'empêcheraient pas les utilisateurs canadiens de satisfaire à leurs futurs besoins énergétiques. L'Office croit également que les acheteurs canadiens de gaz naturel ne devraient pas avoir de réelles difficultés à s'adapter aux fluctuations du marché pouvant résulter de l'approbation de ces exportations.

## **1.2.3 Autres facteurs touchant l'intérêt public**

En même temps qu'il vérifie, par la procédure de plainte et l'ÉIE, si les volumes de gaz proposés pour l'exportation sont vraiment excédentaires, l'Office doit, en vertu de l'article 118 de la Loi, considérer tous les facteurs qu'il juge pertinents pour établir si le projet est conforme à l'intérêt public.

En règle générale, ces facteurs se répartissent en deux catégories, à savoir l'approvisionnement en gaz, d'une part, et le marché, les ententes commerciales et la approbations réglementaire, d'autre part. Cette liste de facteurs n'est toutefois pas exhaustive, n'étant fournie qu'à titre indicatif. Pour déterminer si le projet d'exportation respecte l'intérêt public, l'Office s'appuie dans une large mesure sur l'information que lui fournit le demandeur de licence, conformément au Règlement de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* («Règlement»). En effet, il incombe au demandeur, par la documentation qu'il soumet, de démontrer à l'Office le bien-fondé de son projet et de lui prouver également que ce dernier est suffisamment avancé pour justifier la délivrance d'une licence.

### **1.2.3.1 Approvisionnement en gaz**

Pour mieux déterminer si les exportations de gaz proposées sont conformes à l'intérêt public, l'Office examine les arrangements pris par le demandeur en matière d'approvisionnement. Il vérifie ainsi les ententes contractuelles d'approvisionnement, la suffisance des réserves et de la capacité de production pour garantir les volumes proposés, de même que les autorisations d'acheminement provinciales.

Par ailleurs, le demandeur fournit une estimation des réserves établies restantes dans les gisements où il compte puiser le gaz nécessaire à son projet. Pour sa part, l'Office effectue des analyses géologiques et techniques de l'approvisionnement en gaz du demandeur, afin d'établir ses propres estimations des réserves commercialisables dont il dispose.

L'Office effectue ces analyses à partir de l'information tirée de sa banque de données sur les réserves de gaz, qui est régulièrement mise à jour. L'évaluation de ces réserves comprend la vérification de la nomenclature à des fins de corrélation, l'analyse volumétrique des nouveaux réservoirs, le réexamen des réservoirs devant être exploités et l'analyse du rendement des réservoirs déjà en exploitation. L'Office examine et évalue également les droits de propriété et les obligations contractuelles applicables à tous les réservoirs visés par la demande.

L'estimation des réserves réalisée par l'Office ainsi que les données sur la productibilité de base de chacun des réservoirs pour lesquels une estimation des réserves a été soumise servent à établir des projections quant à la capacité de production. Celles-ci sont généralement rajustées de manière à tenir compte des besoins prévus du demandeur. La capacité de production rajustée correspond à la capacité de production estimative à un moment donné, majorée, pour fins d'utilisation future, des excédents antérieurs de la capacité de production sur la production réelle. Les besoins reflétés dans les chiffres sur la capacité de production sont établis en fonction d'un facteur de charge de 100 pour cent et peuvent donc être légèrement supérieurs aux besoins d'approvisionnement réels du demandeur. Si l'on prévoyait un facteur de charge inférieur, la capacité de production serait maintenue au delà de la période indiquée par l'analyse de l'Office.

### **1.2.3.2 Marché, ententes commerciales et approbations réglementaires**

Pour mieux déterminer si les exportations proposées sont conformes à l'intérêt public, l'Office examine le contexte dans lequel s'inscrit le projet soumis, notamment le marché, les ententes commerciales et la approbations réglementaire. Les demandes traitées dans le Volume II portent sur la vente de gaz naturel à trois genres de marchés d'utilisation ultime, soit les sociétés de distribution locale (SDL), les installations de cogénération, et les entreprises de commercialisation directe. Voici donc les points sur lesquels s'est penché l'Office, pour chacun de ces marchés:

- exportations destinées à l'approvisionnement des réseaux des SDL - l'Office a pris en considération les besoins actuels et projetés ainsi que le portefeuille global d'approvisionnement, afin de déterminer la nécessité de l'approvisionnement en gaz naturel canadien et la place qu'occupe cette source d'approvisionnement au sein du portefeuille;
- exportations aux installations de cogénération, c'est-à-dire à des installations qui produisent de l'électricité et de l'énergie thermique utilisées à des fins commerciales ou industrielles - l'Office a examiné tous les contrats en cause, depuis le contrat de vente de gaz naturel aux contrats de vente d'électricité et d'énergie thermique. Il a par ailleurs étudié le financement du projet, le calendrier d'exécution et la certification comme installation de cogénération admissible (IA);
- exportations aux entreprises de commercialisation directe - l'Office a évalué la demande globale d'approvisionnement en gaz supplémentaire aux États-Unis (É.-U.), examiné les besoins en gaz naturel d'un secteur de marché précis et tenu compte de la compétitivité naturelle du projet d'exportation, par rapport à d'autres sources d'approvisionnement en gaz compris dans le portefeuille d'approvisionnement de l'entreprise de commercialisation.

Pour chacun des trois types de marché, l'Office a notamment pris en considération les facteurs de charge selon lesquels s'effectuerait l'acheminement des exportations proposées ainsi que les approbations réglementaires applicables au Canada et aux États-Unis.

En ce qui concerne les arrangements commerciaux, l'Office a examiné l'information que les demandeurs étaient tenus de fournir en vertu du Règlement pris aux termes de la partie VI de la Loi et en réponse aux demandes faites par l'Office au cours de l'audience. Cette information portait sur ce qui suit:

- les arrangements prévus pour transporter le gaz en amont et en aval, y compris tous les contrats de transport, sous leur forme définitive ou sous la forme d'accords comportant des conditions suspensives;
- les obligations contractuelles liant les vendeurs canadiens et les acheteurs américains, y compris les contrats de vente de gaz déjà conclus;
- tout accord de revente au delà du point de vente transnational, lorsque de tels arrangements influent directement sur l'accord de vente international, y compris la production des contrats en aval;
- dans le cas des installations de cogénération, les obligations contractuelles liant l'entreprise de cogénération et les acheteurs d'électricité et de vapeur.

Au moment d'examiner les contrats de vente de gaz intervenus entre vendeurs canadiens et acheteurs américains, l'Office a déterminé si les contrats

- permettront probablement de recouvrer les frais de transport connexes au Canada, à la fois provinciaux et interprovinciaux;
- prévoient d'éventuels rajustements pour tenir compte de l'évolution du marché pendant la durée du contrat;
- assurent la prise probable des volumes convenus;
- reçoivent l'appui des producteurs canadiens qui fourniront les volumes de gaz visés.

Pour ce qui est du deuxième des facteurs susmentionnés, soit la possibilité de rajustements en fonction de l'évolution du marché, l'Office reconnaît que certains contrats peuvent être très attrayants pour les parties en cause, malgré un manque de souplesse. En appliquant le critère de la souplesse des contrats, l'Office part du principe selon lequel tout contrat négocié librement entre entreprises indépendantes doit respecter autant l'intérêt public que les intérêts privés.

### **1.3 Clause de temporisation**

Lorsque l'Office délivre une licence d'exportation de gaz, il a généralement comme pratique de fixer une durée initiale relativement brève au cours de laquelle, si l'exportation de gaz commence, la licence prend effet pour toute la période approuvée par l'Office. Cette modalité est appelée «clause de temporisation», puisque la licence prendrait fin si les exportations ne commençaient pas dans le délai défini. L'ajout d'une clause de temporisation a pour objet de limiter les licences en instance à celles aux termes desquelles l'acheminement du gaz commence dans un délai raisonnable après la décision. L'Office a consulté chacun des demandeurs concernés pour savoir s'ils acceptaient qu'une clause de temporisation soit incorporée à leurs licences et ils ont tous signifié leur accord.

## 1.4 Examen environnemental préalable

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

Cet examen environnemental préalable devait permettre à l'Office de trancher un des points visés à l'article 12 du décret PEEE. À cette fin, l'Office a tenu une audience par écrit, conformément à l'ordonnance d'audience AO-1-GH-3-91, au cours de laquelle il a étudié les mémoires des demandeurs visés par l'audience GH-3-91 et de toutes les parties intéressées à l'audience.

Les demandeurs ont déposé auprès de l'Office de l'information sur les incidences environnementales possibles de leurs projets et les conséquences sociales directement reliées à ces dernières, y compris les répercussions à l'extérieur du Canada.

Quant aux parties intéressées, elles ont pris connaissance des mémoires des demandeurs, après quoi elles ont pu exprimer leurs opinions sur les points soulevés. Les demandeurs ont ensuite eu l'occasion de répondre aux demandes écrites soumises par les parties intéressées.

À l'issue des examens environnementaux préalables, l'Office a conclu que les effets nocifs possibles des projets proposés et les conséquences sociales s'y rattachant étaient insignifiantes ou négligeables compte tenu de la technologie moderne.

# Chapitre 2

## Amoco Canada Petroleum Company Ltd.

---

### 2.1 Résumé de la demande

Le 4 avril 1991, la Amoco Canada Petroleum Company Ltd. a déposé, conformément à la partie VI de la Loi, une demande en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel, dont les modalités étaient les suivantes :

Période	-	10 ans, à compter du 1 <sup>er</sup> novembre 1992 ou le date de la date de la première livraison, la plus tardive des deux dates étant retenue
Point d'exportation	-	près d'Emerson (Manitoba)
Quantité journalière maximale	-	425 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (15,0 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité annuelle maximale	-	155 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (5,5 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité totale maximale	-	1 551 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (54,8 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année

Le gaz qu'il est proposé d'exporter proviendrait de réserves libres de tout contrat, qui appartiennent à Amoco Canada et se trouvent principalement en Alberta.

Ce gaz serait livré au moyen du réseau de NOVA Corporation of Alberta («NOVA») à TransCanada PipeLines Limited («TransCanada»), près d'Empress (Alberta). TransCanada se chargerait ensuite de l'acheminer à la frontière internationale, près d'Emerson (Manitoba), d'où il serait enfin transporté jusqu'à NSPW, par le réseau de Viking Gas Transmission Company («Viking») ou celui de Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership («GLGT»).

NSPW, société de distribution d'électricité et de gaz, utiliserait le gaz pour alimenter son propre réseau.

### 2.2 Approvisionnement en gaz

#### 2.2.1 Contrats d'approvisionnement

Aucun contrat d'approvisionnement en gaz n'a été établi, puisqu'Amoco Canada puisera le gaz qu'elle propose d'exporter dans ses propres réservoirs. Par ailleurs, le contrat de vente de gaz liant Amoco Canada et NSPW précise que le gaz proviendra des réserves libres de contrat appartenant à Amoco Canada et non de réserves déjà engagées.

#### 2.2.2 Réserves

Afin de démontrer qu'elle possédait suffisamment de réserves libres de contrat pour pourvoir aux exportations proposées, Amoco Canada a soumis à l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta («OCREA») une estimation des réserves établies de ses terrains situés dans l'unité no<sup>o</sup> 1 de Ricinus Cardium. Cette unité couvre les deux tiers sud du réservoir Ricinus Cardium

A. L'estimation des réserves établies effectuée par l'Office correspond à celle de l'OCREA. Le tableau 2-1 présente une comparaison des estimations d'Amoco Canada et de celles de l'Office, pour le volume proposé. Les estimations des réserves établies excèdent d'environ 84 pour cent le volume global proposé.

La production pétrolière au réservoir Ricinus Cardium A a commencé en 1969. En 1973, on a adopté un plan de recyclage du gaz, afin de maintenir la pression dans le réservoir. Depuis que l'on a amorcé le processus d'injection, quelque  $7,3 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $258 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ) de gaz ont été recyclés. Amoco Canada a maintenant demandé à l'OCREA l'autorisation d'exploiter parallèlement l'unité n° 1 de Ricinus Cardium, étant donné que des études ont démontré que l'injection continue de gaz ne pouvait rapporter qu'un avantage marginal. On attend la décision de l'OCREA.

**Tableau 2-1**  
**Comparaison des estimations des réserves de gaz établies**  
**d'Amoco Canada et du volume visé par la demande**

$10^6 \text{ m}^3$  ( $10^9 \text{ pi}^3$ )

Amoco Canada <sup>1</sup>	ONE <sup>2</sup>	Volume visé par la demande
2 854 (101)	2 854 (101)	1 551 (55)

- 
1. Au 1<sup>er</sup> novembre 1990
  2. Au 31 décembre 1990

### 2.2.3 Capacité de production

Dans une étude exhaustive qu'elle a présentée sur le réservoir de l'unité n° 1 de Ricinus Cardium A, Amoco Canada a fait valoir que la production prévue de ce réservoir suffirait amplement à couvrir les exportations proposées. Dans l'optique que les volumes qu'elle proposait d'exporter proviendraient de sources qui lui étaient déjà disponibles, Amoco Canada a fourni un bilan de l'approvisionnement et de la demande indiquant qu'il y aurait un surplus même avec la livraison des volumes prévus de gaz à NSPW durant la majeure partie de la période proposée. Amoco Canada a précisé qu'elle corrigerait toute déficience dans l'approvisionnement par l'exploitation de réserves supplémentaires. À ce propos, l'Office souligne que le bilan présenté par Amoco Canada ne comprend ni les réserves probables ni le gaz qui pourrait être obtenu de négociants après 1992. Pour toutes ces raisons, l'Office considère que l'estimation de l'approvisionnement en gaz disponible d'Amoco Canada pourrait être plus élevée.

## 2.3 Marché, ententes commerciales et approbations réglementaires

### 2.3.1 Marché

Étant donné que les demandes des sociétés Amoco Canada, CanadianOxy et ProGas visent toutes trois le marché de NSPW, l'exposé suivant s'applique aux trois demandes.

NSPW utiliserait le gaz que l'on propose de lui exporter pour alimenter son réseau de distribution, lequel dessert actuellement 54 collectivités dans l'ouest du Visions et la haute péninsule du Michigan. La société compte environ 55 000 clients consommateurs de gaz naturel, dont 88 pour cent sont du secteur résidentiel et le reste, des secteurs commercial et industriel.

NSPW compte étayer son portefeuille actuel grâce à des approvisionnements canadiens garantis à long terme de  $310 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  ( $11,0 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ) par année. Les volumes provenant d'Amoco Canada compteraient pour 50 pour cent de ce total, tandis que ceux de CanadianOxy et de ProGas en représenteraient 25 pour cent, respectivement.

Actuellement, NSPW achète quelque  $420 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  ( $14,8 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ) de gaz naturel par année, dont  $330 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  ( $11,7 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ) en vertu d'ententes à court terme avec des producteurs américains. Elle dispose en outre de  $54 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  ( $1,9 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ) de gaz naturel gardé en stockage, sous contrat, chez ANR Storage Company («ANR Storage»), de gaz naturel liquéfié prélevé du gaz de pointe et d'un service d'approvisionnement saisonnier de Northern Natural. Cependant, NSPW compte sur l'approvisionnement à long terme en gaz canadien pour combler sa capacité de stockage.

En ce qui concerne ses besoins, NSPW prévoit que ses ventes continueront d'augmenter d'au moins 5 pour cent par année pendant plusieurs années, grâce au taux de saturation relativement bas de ses marchés actuels et à une importante campagne de promotion menée auprès des nouvelles collectivités.

En 1990, les marchés d'utilisation ultime de NSPW ont consommé  $400 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  ( $14,1 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ) de gaz. Toutefois, on prévoit que les ventes du segment résidentiel de ces marchés passeront du  $133 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  ( $4,7 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ) qu'elles étaient en 1991 à  $190 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  ( $6,7 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ) en 2001. Celles du segment commercial et du segment industriel garanti devraient pour leur part passer de  $113 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  ( $4,0 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ) en 1991 à  $161 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  ( $5,7 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ) en 2001, tandis que les ventes du segment interruptible devraient, pour la même période, passer de  $173 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  ( $6,1 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ) à  $343 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  ( $12,1 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ). Selon NSPW, la demande globale de ses marchés d'utilisation ultime devrait atteindre  $694 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  ( $24,5 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ) en l'an 2001.

NSPW croit que le gaz proposé pour l'exportation serait pris selon un facteur de charge de 70 pour cent. Cette prévision est fondée sur les obligations d'achat minimal prévues dans les contrats d'approvisionnement en gaz et sur les prévisions concernant les marchés de NSPW.

### **2.3.2 Transport**

Le gaz qu'il est proposé d'exporter serait transporté par NOVA jusqu'au point d'interconnexion avec TransCanada, près d'Empress (Alberta), pour ensuite être livré à Viking ou à GLGT, près d'Emerson (Manitoba).

Amoco Canada a reçu confirmation du fait que NOVA est disposée à transporter les volumes visés aussitôt qu'elle aura été officiellement autorisée à acheminer le gaz depuis l'Alberta et que les ententes de transport connexes auront été conclues.

Étant donné que les sociétés Amoco Canada, CanadianOxy et ProGas expédieront tout le gaz vendu à NSPW au moyen des réseaux de TransCanada, de GLGT et de Viking, l'exposé suivant s'applique aux demandes des trois sociétés.

NSPW a demandé qu'un service garanti soit prévu dès le 1<sup>er</sup> novembre 1992 pour le transport de  $845 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$  ( $30,0 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$ ) par jour, par le réseau de TransCanada, depuis la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan jusqu'à Emerson (Manitoba). Or, TransCanada n'avait pas envisagé la possibilité de ce

service dans sa demande visant ses installations pour 1992-1993, car NSPW n'avait pas encore arrêté ses modalités d'approvisionnement ou de transport. Le 5 juin 1991, NSPW a déposé auprès de l'Office, conformément à l'article 71 de la Loi, une demande visant à obliger TransCanada à lui fournir le service de transport susmentionné. Elle a aussi demandé d'être inscrite sur la liste d'attente de TransCanada dans le but d'obtenir un service de transport à compter de novembre 1993. Les frais liés à la demande encourus par TransCanada seraient à la charge de NSPW.

En ce qui touche sa demande concernant ses installations pour 1992-1993, TransCanada a déposé le 25 septembre 1991 des révisions prévoyant l'ajout des installations nécessaires pour livrer les volumes de gaz qu'il est proposé d'exporter à NSPW. L'Office n'a pas encore rendu sa décision relativement à cette demande de TransCanada.

NSPW a conclu un contrat de service garanti pour le transport de  $317 \text{ } 10^3\text{m}^3$  ( $11,2 \text{ } 10^6\text{pi}^3$ ) par jour par le réseau de GLGT, et bénéficie déjà d'un service interruptible de transport de haute priorité de  $850 \text{ } 10^3\text{m}^3$  ( $30,0 \text{ } 10^6\text{pi}^3$ ) par jour par ce même réseau, volume qu'elle compte réduire à  $283 \text{ } 10^3\text{m}^3$  ( $10,0 \text{ } 10^6\text{pi}^3$ ) par jour au cours des prochaines années. Le réseau de GLGT servirait aussi à transporter le gaz vers ANR Storage et à livrer le gaz à contre-courant au marché de NSPW.

Le 19 juin 1991, GLGT a écrit à NSPW pour l'aviser qu'elle allait déposer des demandes en vue de la restructuration de certains services, restructuration qui, prévoyait-elle, supprimerait le besoin d'installations supplémentaires et lui permettrait de commencer à servir NSPW dès le 1<sup>er</sup> novembre 1991.

NSPW a actuellement droit, sur une base annuelle, à un service garanti de transport de  $258 \text{ } 10^3\text{m}^3$  ( $9,1 \text{ } 10^6\text{pi}^3$ ) par jour et à un service de dépassement autorisé de  $127 \text{ } 10^3\text{m}^3$  ( $4,5 \text{ } 10^6\text{pi}^3$ ) par jour, par le réseau de Viking. Les commandes relatives au service de dépassement autorisé auraient priorité sur les commandes du service interruptible. NSPW bénéficie également auprès de Viking d'un service garanti en hiver de  $229 \text{ } 10^3\text{m}^3$  ( $8,1 \text{ } 10^6\text{pi}^3$ ) par jour.

La NSPW disposerait ainsi d'une capacité de dépassement garantie et autorisée de  $845 \text{ } 10^3\text{m}^3$  de gaz par jour ( $30,0 \text{ } 10^6\text{pi}^3$ ). Pour le reste de l'année, la NSPW disposerait de  $578 \text{ } 10^3\text{m}^3$  de gaz par jour ( $20,4 \text{ } 10^6\text{pi}^3$ ) en vertu de contrats de service garanti et de  $977 \text{ } 10^3\text{m}^3$  de gaz par jour ( $34,5 \text{ } 10^6\text{pi}^3$ ) en vertu de contrats de service interruptible haute priorité.

### **2.3.3 Contrat de vente de gaz**

Le 1<sup>er</sup> janvier 1991, Amoco Canada et NSPW ont signé un contrat de vente de gaz. Le contrat, qui porte sur une période de dix ans, prendra effet à la date de la première livraison. Des livraisons garanties sont censées être effectuées à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1992.

Le contrat prévoit qu'une quantité journalière maximale («QJM») de  $425 \text{ } 10^3\text{m}^3$  ( $15,0 \text{ } 10^6\text{pi}^3$ ) sera livrée au point d'interconnexion de TransCanada et des réseaux de GLGT et de Viking, près d'Emerson (Manitoba).

Le contrat est subordonné à plusieurs conditions suspensives, dont l'extinction des obligations d'achat contractées auprès d'Amoco Production Company of the United States, l'obtention de toutes les approbations réglementaires canadiennes et américaines et la conclusion des modalités de transport voulues au Canada et aux États-Unis. Si les conditions suspensives ne sont pas remplies au 1<sup>er</sup> octobre 1992, le contrat peut être résilié.

Aux termes du contrat, NSPW serait tenue de payer à Amoco Canada des frais de couverture de déficit correspondant à 5 pour cent des frais liés au produit advenant que les facteurs de charge (75 pour cent durant les mois d'hiver et 40 pour cent durant les mois d'été) ne soient pas respectés. De plus, s'il arrivait, pendant trois années continues, que NSPW commande moins que 55 pour cent de la QJM par année, Amoco Canada serait alors autorisée à réduire sa livraison à un niveau conforme aux commandes réelles.

Le contrat prévoit une tarification en deux parties, comportant une composante-demande et une composante-produit.

La composante-demande comprend des frais liés à la demande qu'Amoco Canada doit payer pour le transport du gaz par les réseaux de NOVA et de TransCanada, plus des frais de réservation d'approvisionnements, qui s'établissent à 10 pour cent des frais liés au produit.

Au départ, la composante-produit serait de 1,35 \$ US/GJ (1,45 \$ US/10<sup>6</sup>Btu). Elle serait rajustée annuellement par la suite, de manière à tenir compte des changements suivants: le cours du disponible au Kansas, au Texas et en Oklahoma, les frais liés au produit pour le gaz canadien exporté à Emerson (Manitoba) pour revente au Midwest américain et le prix moyen pondéré du gaz («PMPG») de NSPW pour les approvisionnements garantis. Pris ensemble, les frais liés au produit et les frais de réservation d'approvisionnements seraient plafonnés, jusqu'au 1<sup>er</sup> octobre 1995, au niveau du tarif exigé par Northern Natural pour un approvisionnement de service garanti.

La composante-produit pourra être renégociée pour toute année où elle se situe en dehors des indicateurs de marché retenus par les parties intéressées. Si les parties ne parviennent pas à s'entendre sur une nouvelle composante, elles pourront recourir à un arbitrage exécutoire. L'arbitrage devra servir à déterminer un prix qui reflète véritablement les cours pratiqués dans le Midwest américain. Dans les cas où la renégociation de prix sera soumise à l'arbitrage à deux reprises durant la période du contrat, ce dernier pourra être résilié après une période de fermeture progressive pouvant commencer au plus tôt la sixième année du contrat.

Le prix estimatif qui aurait eu cours à la frontière de l'Alberta au 1<sup>er</sup> mars 1991, aux termes du présent contrat, s'établissait à 1,78 \$ CAN/GJ (1,91 \$ CAN/10<sup>6</sup> Btu).

### **2.3.4 Approbations réglementaires**

Le 18 avril 1991, Amoco Canada a demandé à l'OCREA de lui accorder un permis d'acheminement. À la clôture de l'audience, l'OCREA n'avait pas encore rendu sa décision.

NSPW a fait savoir qu'elle comptait, à la mi-juillet 1991, demander un permis d'importation au Department of Energy, Office of Fossil Energy («DOE/FE») des États-Unis.

Selon les dispositions de force majeure prévues au contrat de vente de gaz, NSPW ne peut passer des coûts contractuels à ses clients sans y avoir été préalablement autorisée par la Wisconsin Public Service Commission («WPSC»). NSPW doit soumettre ses plans d'approvisionnement à l'étude de la WPSC à chaque année.

## **2.4 Opinion de l'Office**

À la lumière de l'information qui lui a été fournie sur le réservoir en cause et de la preuve faite de la disponibilité de réserves libres de contrats, l'Office trouve que l'approvisionnement en gaz d'Amoco Canada est satisfaisant.

L'Office convient que le marché des SDL de NSPW représente un marché à long terme stable pour le gaz canadien. Étant donné que les ventes d'Amoco Canada compteraient pour moins de 22 pour cent des besoins annuels globaux de NSPW, il est peu probable que des changements dans la demande globale des SDL se répercuteraient entièrement sur les ventes d'Amoco Canada. L'Office souligne d'ailleurs que ces ventes sont supposées remplacer celles qui sont actuellement réalisées par Amoco Production Company des États-Unis.

Les modalités du transport par le réseau de TransCanada ne sont pas encore arrêtées, cependant l'Office souligne qu'il doit rendre dans le cadre d'une autre audience une décision concernant les installations nécessaires pour transporter le gaz d'exportation à NSPW.

L'Office estime que la composante-demande du prix fixé aux termes du contrat de vente permettrait de recouvrer tous les coûts fixes canadiens de transport.

Selon l'Office, les dispositions contractuelles touchant les frais de couverture de déficit, les frais de réservation d'approvisionnements et les frais liés à la demande devraient garantir des niveaux de prise suffisants aux termes du contrat de vente de gaz.

L'Office a examiné le contrat de vente de gaz et souligne qu'il a été négocié entre entreprises indépendantes.

Par ailleurs, tout en faisant observer qu'Amoco Canada n'avait pas encore obtenu l'autorisation d'importation du DOE/FE ni l'approbation du contrat de vente de gaz par l'OCREA, l'Office souligne qu'il est peu probable que cela puisse constituer un obstacle aux exportations proposées par Amoco Canada.

## **2.5 Décision**

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Amoco Canada, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'annexe I contient l'énoncé des modalités de la licence, lesquelles prévoient que celle-ci entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1992 ou le jour de la première livraison de gaz, la date la plus tardive étant retenue, et expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1994, sauf si les exportations commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1994 ou avant, auquel cas la licence prendrait fin dix ans après la date de commencement.

# Chapter 3

## Canadian Occidental Petroleum Ltd.

---

### 3.1 Résumé de la demande

Le 27 mars 1991, CanadianOxy a déposé, conformément à la partie VI de la Loi, une demande en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel comportant les modalités suivantes

Période	-	10 ans, à compter du 1 <sup>er</sup> novembre 1992 ou de la date de la première livraison, la plus tardive des deux dates étant retenue
Point d'exportation	-	près d'Emerson, Manitoba
Quantité journalière maximale	-	213 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (7,5 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité annuelle maximale	-	78 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (2,7 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité globale maximale	-	776 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (27,4 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
Écart admissible	-	10 % Par jour et 2 % par année

les volumes non exportés durant une année peuvent l'être pendant le reste de la période, sous réserve des écarts annuels et journaliers admissibles;

la quantité pouvant être exportée peut varier par rapport aux limites annuelles, compte tenu du facteur de conversion thermique réel.<sup>1</sup>

Le gaz qu'il est proposé d'exporter proviendrait de réserves établies appartenant à CanadianOxy et situées en Alberta.

Le gaz serait livré aux installations de TransCanada, près d'Empress (Alberta), par le réseau de NOVA TransCanada acheminerait ensuite le gaz jusqu'à la frontière internationale, près d'Emerson (Manitoba), d'où il serait enfin livré à NSPW par le réseau de Viking ou celui de GLGT. Les modalités de transport du gaz jusqu'à NSPW par les réseaux de TransCanada, de GLGT et de Viking sont exposés au paragraphe 2.3.2 du présent document.

NSPW, société de distribution d'énergie électrique et de gaz, se servirait du gaz qu'il est proposé de lui exporter pour alimenter son propre réseau. Cette société achète du gaz canadien depuis novembre 1990, en vertu de commandes à court terme dont les quantités équivalent sensiblement à celles dont il est question dans la demande de CanadianOxy. Le marché de NSPW est examiné au paragraphe 2.3.1 du présent document.

---

<sup>1</sup> Canadian Oxy a plus tard indiqué que les écarts journaliers et annuels suffiraient à couvrir les fluctuations du facteur de conversion thermique.

CanadianOxy a précisé que les écarts journaliers et annuels demandés lui permettraient de vendre à NSPW, si possible, un volume de gaz supérieur à la quantité contractuelle journalière («QCJ»), tout en demeurant en-deçà de la quantité globale spécifiée.<sup>1</sup>

## 3.2 Approvisionnement en gaz

### 3.2.1 Contrat d'approvisionnement

Aucun contrat d'approvisionnement en gaz n'a été établi, puisque CanadianOxy compte puiser le gaz qu'elle propose d'exporter dans ses propres réservoirs, situés en Alberta. L'Office souligne que le contrat de vente de gaz liant CanadianOxy et NSPW comporte une garantie de la société concernant ses obligations d'approvisionnement.

**Tableau 3-1**  
**Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Canadian Oxy et du volume visé par la demande**

$10^6\text{m}^3$  ( $10^9\text{pi}^3$ )

CanadianOxy <sup>1</sup>	ONE <sup>2</sup>	Volume visé par la demande
1 291 (46)	1 081 (38)	775,5 (27)

1. Au 1<sup>er</sup> janvier 1991.
2. Au 31 décembre 1989. L'Office estime que les réserves restantes seraient inférieures de  $56 \times 10^6\text{m}^3$  ( $2 \times 10^9\text{pi}^3$ ) à celles indiquées si elles étaient rajustées à la production estimative au 31 décembre 1990. En pareil cas, l'Office estime que les réserves seraient alors de 21 pour cent inférieures à l'estimation de Canadian Oxy et de 32 pour cent supérieures au volume demandé.

D'une part, cette garantie autorise CanadianOxy à puiser le gaz qu'elle doit fournir dans l'ensemble de ses sources d'approvisionnement en Alberta; d'autre part, elle l'oblige à payer tous les frais supplémentaires que NSPW aurait à engager pour obtenir auprès d'autres sources les volumes de gaz non livrés par CanadianOxy. Bien qu'aucun réservoir n'ait été expressément affecté à NSPW aux termes du contrat de vente, CanadianOxy a soumis une liste des réservoirs libres de contrats qu'elle compte utiliser et faire inclure dans son permis d'acheminement provincial.

### 3.2.2 Réserves

Il ressort du tableau 3-1 que l'estimation par l'Office des réserves de gaz commercialisables qu'il reste à CanadianOxy est inférieure de 16 pour cent à l'estimation de CanadianOxy; néanmoins, ces réserves sont de 39 pour cent supérieures au volume propose.

---

<sup>1</sup> CanadianOxy a plus tard indiqué que l'exportation du gaz, dans la mesure du possible, aux termes de commandes à court terme constituerait une solution de remplacement acceptable.

L'estimation par CanadianOxy comprend les réserves prouvées et probables de ses installations productrices et non productrices situées en Alberta. Les réserves probables entrent pour 9 pour cent dans l'estimation globale. L'écart entre les deux estimations tient surtout à des différences dans les méthodes de calcul des réserves, à l'interprétation de la configuration de certains réservoirs et aux estimations du facteur de récupération des zones productrices, en particulier Decrene, Graham et Newby. Pour ce qui est des estimations visant les gisements non producteurs, la différence est minime dans l'ensemble et attribuable principalement à de légers écarts entre les estimations des superficies et de la production nette.

L'écart entre les estimations établies par CanadianOxy et par l'Office à l'égard des réserves de Graham et de Newby compte pour environ 50 pour cent de la différence totale pour l'ensemble des réserves. Dans le cas de ces gisements, l'Office a considéré que certains des gros réservoirs (tels que définis par CanadianOxy) qui comprennent à la fois des réserves prouvées et des réserves probables sont en fait plusieurs réservoirs plus petits. Par conséquent, l'Office a reconnu pour l'instant des réservoirs de superficie réduite et seulement les réserves prouvées. En outre, l'Office a attribué un facteur de récupération de 50 pour cent au titre des réserves prouvées des réservoirs qu'il a ainsi reconnus, tandis que CanadianOxy a attribué des facteurs similaires, autant pour les réserves prouvées que probables, en les appliquant à des réservoirs de superficie plus importante.

Pour ce qui est des réserves du réservoir de Decrene Clearwater A, l'estimation de l'Office est en-deça de celle de CanadianOxy à cause des différentes méthodes de calcul employées. L'écart entre les estimations de ces réserves compte pour environ 40 pour cent de la différence totale.

Après avoir examiné les données sur l'approvisionnement en gaz soumises par CanadianOxy, l'Office a reconnu trente-six réservoirs situés en Alberta, principalement dans les horizons du Crétacé inférieur et du Dévonien. Vingt de ces réservoirs renferment des réserves évaluées à moins de  $100 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  ( $3,5 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ), et un seul contient une réserve évaluée à plus de  $500 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  ( $17,6 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ). Huit réservoirs étaient en exploitation avant le 31 décembre 1989, alors que douze réservoirs avaient été mis en exploitation au 31 décembre 1990.

En résumé, même si l'estimation des réserves effectuée par l'Office est inférieure à celle de CanadianOxy, elle dépasse considérablement le volume proposé. L'écart entre les deux estimations provient surtout de différences dans les méthodes de calcul des réserves, de l'interprétation de la configuration de certains réservoirs et des hypothèses relatives aux facteurs de récupération applicables aux trois zones de production de CanadianOxy.

### **3.2.3 Capacité de production**

La figure 3-1 présente une comparaison entre les prévisions de l'Office et de CanadianOxy de la capacité de production et les volumes proposés, y compris les volumes transportés par les réseaux de NOVA et de TransCanada.

CanadianOxy a affirmé qu'elle était en mesure de satisfaire à ses besoins annuels durant toute la période proposée. L'Office estime pour sa part que la capacité de production pourrait se révéler insuffisante dès l'année contractuelle 1997-1998. CanadianOxy pallierait à une éventuelle insuffisance en puisant dans l'ensemble de ses réservoirs non engagés, qui s'établissaient à environ  $7,0 \text{ } 10^9 \text{ m}^3$  ( $247 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ) au 1<sup>er</sup> janvier 1991.

### **3.3 Marché, ententes commerciales et approbations réglementaires**

#### **3.3.1 Marché**

Le marché de NSPW est examiné en détail au paragraphe 2.3.1 du présent document.

#### **3.3.2 Transport**

Le gaz qu'il est proposé d'exporter serait transporté par NOVA jusqu'au point d'interconnexion avec TransCanada, près d'Empress (Alberta), pour être ensuite livré à Viking ou à GLGT, près d'Emerson (Manitoba). Les dispositions prises par NSPW pour le transport du gaz au moyen des réseaux de TransCanada, de GLGT et de Viking sont exposées au paragraphe 2.3.2 du présent document.

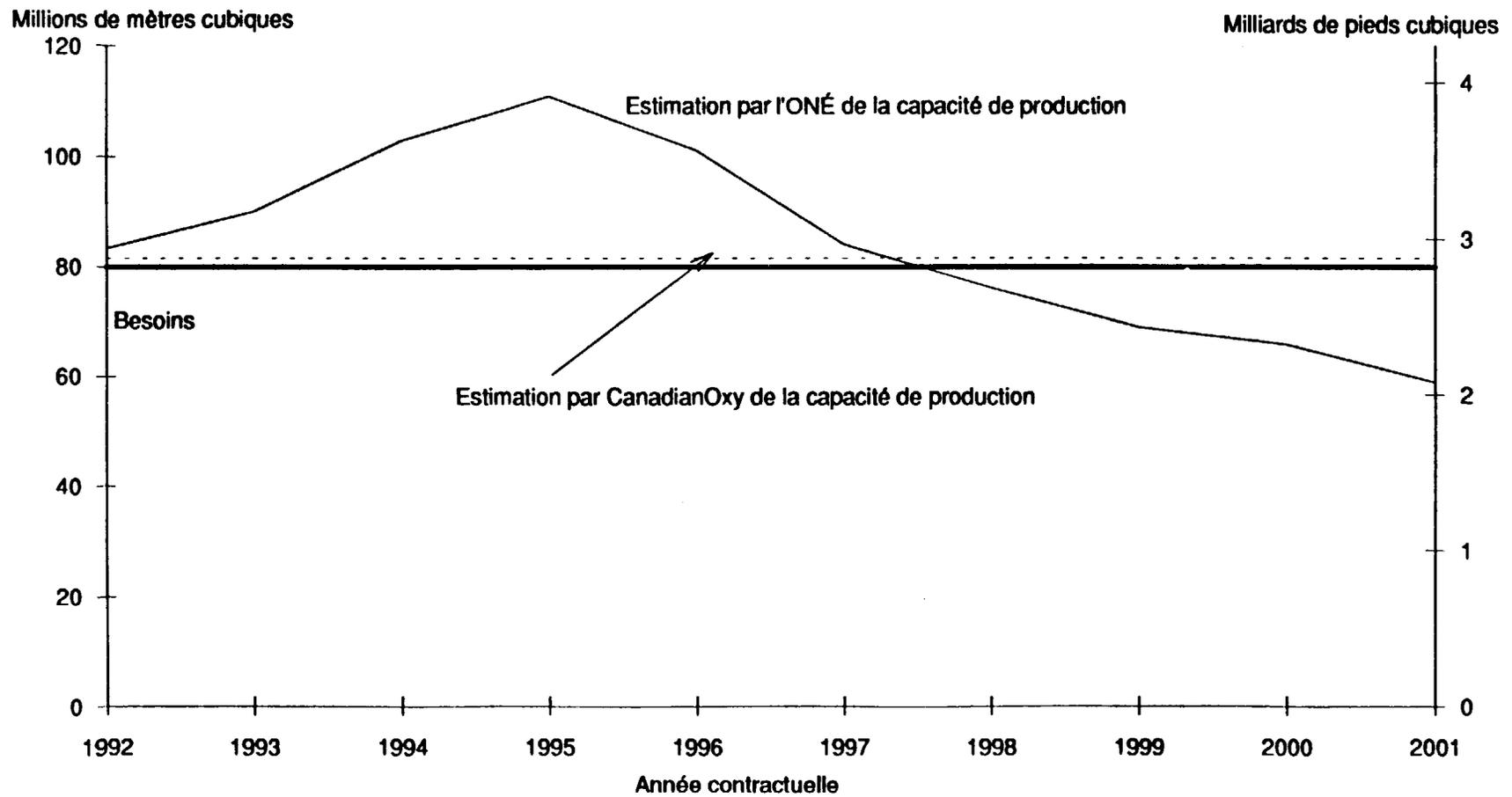
CanadianOxy a signalé qu'elle a, ou aurait, accès à un service garanti de transport avec NOVA, lui permettant de respecter ses obligations contractuelles initiales envers NSPW. Tout transport supplémentaire par le réseau de NOVA devrait être arrangé selon les besoins.

#### **3.3.3 Contrats de vente de gaz**

Le 1<sup>er</sup> novembre 1990, CanadianOxy et NSPW ont signé conjointement un contrat de vente de gaz.

Le contrat prévoit la livraison journalière maximale de  $213 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $7,5 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) au point d'interconnexion du réseau de TransCanada avec les réseaux de GLGT et de Viking, près d'Emerson (Manitoba).

**Figure 3-1**  
**Comparaison des estimations par CanadianOxy et l'ONÉ**  
**de la capacité de production annuelle**



Le contrat, d'une durée de dix ans, commence à la date de la première livraison. Les livraisons prévues aux termes du contrat doivent commencer au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre 1992, mais elles pourraient débiter dès que toutes les conditions suspensives sont satisfaites, y compris celles ayant trait à l'obtention des approbations réglementaires canadiennes et américaines et à la mise en place de toutes les modalités de transport nécessaires au Canada et aux États-Unis. Si les conditions suspensives n'étaient pas remplies au 30 septembre 1992, le contrat pourrait être résilié.

NSPW est tenu de payer des frais progressifs pour les volumes manquants, fixés au départ à 0,23 \$ US/GJ (0,25 \$ US/10<sup>6</sup>Btu), si le facteur de charge annuel minimal tombe en-deçà de 65 pour cent, si le facteur de charge durant les mois d'hiver chute à moins de 75 pour cent ou encore, si un facteur de charge d'au moins 40 pour cent n'est pas maintenu durant le reste de l'année. De plus, dans les cas où NSPW commanderait moins que 55 pour cent de la QJM sur une période normalisée de trois années continues, CanadianOxy pourrait réduire ses livraisons obligatoires à environ la moitié de la moyenne des commandes réelles pour ces trois années.

Aux termes du contrat, le prix payé par NSPW comprendrait une composante-produit et une composante-demande. Cette dernière permettrait de recouvrer les frais liés à la demande encourus pour le transport du gaz au moyen des réseaux de NOVA et de TransCanada.

Les frais annuels de base liés au produit ont été établis à 1,58 \$ US/GJ (1,70 \$ US/10<sup>6</sup> Btu). Les frais mensuels de la composante-produit correspondraient au produit de la composante-produit annuelle, multipliée par un facteur de rajustement mensuel compris entre 0,8325 et 1,2353, qui est destiné à refléter les variations saisonnières. La composante-produit annuelle serait rajustée annuellement en fonction des variations, dans les PMPG de certains services d'utilité publique dans cinq États du Midwest américain.

Chacune des parties peut demander la renégociation du mécanisme de rajustement de la composante-produit advenant que le changement relatif à la composante-produit pour une année donnée se situe en dehors d'une fourchette prédéterminée. Le contrat de vente prévoit aussi la possibilité de renégocier le niveau de la composante-produit à deux reprises pendant la durée du contrat. Il faudra cependant attendre jusqu'au 1<sup>er</sup> juillet 1995 pour déposer la première demande de renégociation et, par la suite, attendre trois autres années pour en déposer une seconde. Dans les deux cas, à défaut de s'entendre sur un prix renégocié, les parties pourront recourir à l'arbitrage exécutoire. Le processus d'arbitrage visera à déterminer un prix qui reflète les cours pratiqués dans le Midwest américain et qui maintienne le PMPG de NSPW à un niveau acceptable par rapport à celui des autres services d'utilité publique.

Le prix estimatif qui aurait été en vigueur à la frontière de l'Alberta au 1<sup>er</sup> mars 1991, aux termes du présent contrat, s'établit à 1,81 \$ CAN/GJ (1,94 \$ CAN/10<sup>6</sup>Btu).

### **3.3.4 Approbations réglementaires**

Le 25 avril 1991, CanadianOxy a demandé un permis d'acheminement à l'OCREA. À la clôture de l'audience, l'OCREA n'avait pas encore rendu sa décision.

NSPW a fait savoir qu'elle comptait demander une autorisation d'importation au DOE/FE à la mi-juillet 1991.

Selon les dispositions de force majeure du contrat de vente, NSPW ne peut passer ses coûts contractuels à ses clients sans y avoir été préalablement autorisé par la WPSC. NSPW doit soumettre ses plans d'approvisionnement à l'étude de la WPSC à chaque année.

### **3.4 Opinion de l'Office**

Même s'il a établi que les réserves des réservoirs spécifiques que CanadianOxy a présentés à l'appui de sa demande sont supérieures au volume proposé, l'Office juge que la capacité de production pourrait se révéler insuffisante durant la dernière partie de la période d'exportation proposée. Après avoir examiné la preuve fournie par CanadianOxy quant à ses sources d'approvisionnement non engagées, l'Office admet qu'il serait possible de corriger toute déficience éventuelle de la capacité de production en utilisant la capacité de production de l'ensemble des sources d'approvisionnement de CanadianOxy. L'Office est donc satisfait de l'approvisionnement en gaz de CanadianOxy.

En ce qui concerne les écarts admissibles demandés, l'Office fait observer qu'il a toujours prévu dans les licences des écarts d'exploitation admissibles journaliers et annuels assez importants pour tenir compte des différences dues à des facteurs opérationnels et aux mesures utilisées. Selon l'Office, les écarts admissibles journaliers et annuels sont censés corriger, par exemple, les différences tenant à la variation du facteur de conversion thermique. Par ailleurs, ils ne doivent pas servir à compenser des volumes non pris antérieurement. L'Office souligne à ce propos que CanadianOxy a indiqué qu'elle n'éprouverait aucune difficulté à exporter des volumes en vertu de commandes à court terme et que les écarts d'exploitation journaliers et annuels normalement admissibles pouvaient donc servir à pallier aux différences relatives aux facteurs de conversion thermique.

L'Office convient que le marché de NSPW représente un marché à long terme stable pour le gaz canadien. Étant donné que les ventes de CanadianOxy compteraient pour moins de 11 pour cent des besoins annuels globaux de NSPW, il est peu probable que des changements dans la demande globale des SDL se répercuteraient entièrement sur les ventes de CanadianOxy. L'Office souligne que la licence d'exportation à long terme vise à remplacer l'autorisation d'exportation à court terme suivant laquelle le gaz est actuellement acheminé à NSPW.

Les modalités de transport par le réseau de TransCanada ne sont pas encore arrêtées, mais l'Office souligne qu'il doit rendre dans le cadre d'une autre audience une décision concernant les installations nécessaires pour transporter le gaz d'exportation à NSPW.

L'Office estime que la composante-demande du prix fixé aux termes du contrat de vente permettrait de recouvrer tous les coûts fixes canadiens de transport.

Selon l'Office, les dispositions contractuelles concernant les frais de couverture de déficit, les frais de réservation d'approvisionnements et les frais liés à la demande, ainsi que la possibilité qu'a CanadianOxy de réduire ses volumes dans l'éventualité où les commandes ne dépasseraient pas 55 pour cent de la QJM, garantiraient des niveaux de prise suffisants aux termes du contrat de vente. Enfin, l'Office fait observer que le contrat de vente de gaz a été négocié par des entreprises indépendantes.

Par ailleurs, tout en faisant observer que CanadianOxy n'avait pas encore obtenu l'autorisation d'importation du DOE/FE ni l'approbation du contrat de vente de gaz par l'OCREA, l'Office souligne qu'il est peu probable que cela puisse constituer un obstacle au projet d'exportation de CanadianOxy.

### **3.5 Décision**

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à CanadianOxy, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence sont énoncées à l'annexe I et elles prévoient notamment une clause portant que la licence entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1992 ou le jour de la première livraison de gaz, la date la plus tardive étant retenue, et expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1994, sauf si les exportations commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1994 ou avant, auquel cas la licence prendrait fin dix ans après la date de commencement.

Toutefois, l'Office ayant considéré comme suffisants les écarts d'exploitation admissibles journaliers et annuels qui sont normalement inclus dans les licences d'exportation de gaz, il n'a pas entériné les écarts que CanadianOxy a demandés pour tenir compte de volumes d'appoint et de différences attribuables aux calculs de conversion thermique.

# Chapitre 4

## North Canadian Marketing Inc. et East Georgia Cogeneration (Vermont) Limited Partnership

---

### 4.1 Résumé de la demande

Le 17 février 1991, NCMI et EGC ont soumis, conformément à la partie VI de la Loi, une demande conjointe en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel dont les modalités sont les suivantes:

Période	-	du 1 <sup>er</sup> novembre 1992 au 1 <sup>er</sup> novembre 2012
Point d'exportation	-	près de Philipsburg (Québec)
Quantité journalière maximale	-	192,5 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (6,8 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité annuelle maximale	-	70,3 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (2,5 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité globale maximale	-	1 410 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (50,0 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
Écarts admissibles	-	10 % par jour

autorisation d'exporter durant le reste de la période les volumes autorisés mais non pris au cours d'une année, sous réserves des limites journalières et annuelles.

Le gaz qu'il est proposé d'exporter proviendrait de certains réservoirs, gisements et zones situés en Alberta. Le gaz appartient à la société mère de NCMI, la North Canadian Oils Limited, et il serait vendu à EGC pour approvisionner une centrale de cogénération que celle-ci prévoit construire dans l'État du Vermont.

Le gaz serait acheminé par les réseaux de NOVA et de TransCanada jusqu'à la frontière internationale, près de Philipsburg (Québec), où il serait vendu à EGC, puis transporté par l'intermédiaire de Vermont Gas jusqu'à l'installation de cogénération située en périphérie de Georgia Center, au Vermont.

Après la clôture de l'audience, NCMI et EGC ont informé l'Office que le Vermont Public Service Board («VPSB») avait rejeté la demande de certificat d'utilité publique faite par EGC pour l'installation de cogénération proposée et que le projet avait donc été remis.

Les 8 et 22 novembre 1991, NCMI et EGC ont écrit à l'Office, pour l'informer de ce qui suit:

- qu'EGC avait interjeté appel de la décision du VPSB auprès de la Cour suprême du Vermont;
- qu'EGC négociait avec le Vermont Department of Public Service en vue de faire approuver la délivrance d'un certificat d'utilité publique;
- que NCMI avait retiré, avec l'accord d'EGC, les réserves examinées à l'audience GH-3-91 qu'elle destinait au projet d'EGC;

- que ces mêmes réserves avaient aussi été retirées de la demande que NCMI avait déposée auprès de l'OCREA en vue d'obtenir un permis d'acheminement;
- qu'aussitôt qu'EGC aura résolu ses problèmes avec le VPSB et obtenu l'autorisation d'aller de l'avant, EGC demandera à NCMI de soumettre à l'Office et à l'OCREA des réserves de remplacement satisfaisant aux exigences des deux organismes de réglementation.

Compte tenu de ce qui précède, NCMI et EGC ont demandé à l'Office de remettre l'étude de leur demande jusqu'à ce qu'EGC ait réglé ses difficultés avec le VPSB.

Dans une lettre du 5 décembre 1991, l'Office a informé NCMI et EGC qu'il acceptait de reporter l'étude de leur demande déposée suivant la Partie VI de la Loi, en prenant soin de préciser qu'aucune décision concernant le remplacement de la source d'approvisionnement ne serait prise tant qu'une proposition ne lui aurait pas été soumise à cet égard.

En conséquence, l'Office a convenu de reporter l'étude de la demande soumise par NCMI et EGC jusqu'à ce que les parties intéressées l'avisent qu'EGC a réglé son problème de certificat d'utilité publique avec le VPSB.

# Chapitre 5

## ProGas Limited, pour vente à Lockport Energy

---

### 5.1 Résumé de la demande

Le 29 mars 1991, ProGas a déposé, conformément à la partie VI de la Loi, une demande en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel dont les modalités étaient les suivantes :

Période	-	15 ans, à compter du 1 <sup>er</sup> novembre 1992 ou de la date de la première livraison, la plus tardive des deux dates étant retenue
Point d'exportation	-	Niagara Falls (Ontario)
Quantité journalière maximale	-	340 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (12 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité annuelle maximale	-	124 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (4,4 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité globale maximale	-	1 861 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (65,7 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année

Si ProGas obtenait la nouvelle licence susmentionnée, elle demanderait alors à l'Office d'émettre une ordonnance, conformément au paragraphe 21(2) de la Loi, modifiant sa licence d'exportation GL-129. La modification ainsi proposée aurait pour effet de réduire le niveau d'exportation déjà autorisé aux termes de cette ancienne licence, proportionnellement au niveau autorisé selon la nouvelle licence. Plus précisément, cette modification touchant la clause 2 de la licence GL-129 consisterait à :

- réduire le volume maximal admissible pour toute période de 24 heures consécutives à 2 521,0 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (89,0 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>);
- réduire le volume annuel maximal à 920,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (32,5 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>);
- réduire le volume global à 13 804,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (487,3 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>).

Le gaz qu'il est proposé d'exporter proviendrait de certains réservoirs, gisements et zones situés en Alberta et en Colombie-Britannique. Il serait acheminé en Alberta, par le réseau de NOVA, puis de là jusqu'au point d'exportation proposé, Niagara Falls (Ontario), par le réseau de TransCanada. Aux États-Unis, le gaz serait transporté par Tennessee Gas Pipeline Company («Tennessee») jusqu'à Lockport (New York où il servirait au projet de cogénération de Lockport Energy. Cette société vendrait la majeure partie de l'électricité produite par son installation de cogénération à la New York State Electric and Gas Corporation («NYSEG»). L'installation permettrait aussi de satisfaire à tous les besoins en vapeur et en électricité de Harrison Radiator («Harrison»), division de la Société General Motors.

### 5.2 Approvisionnement en gaz

## 5.2.1 Contrats d'approvisionnement

Pour l'essentiel, ProGas a acquis ses sources d'approvisionnement par le truchement de deux programmes d'achat majeurs. Le premier programme (ProGas I), complété en 1978, regroupait environ 110 contrats d'achat conclus auprès de quelque 40 entreprises. Ces contrats, qui s'appuyaient sur des réserves bonnes pour vingt ans, prévoyaient des quantités contractuelles journalières («QCJ») fixées selon un taux de prise de 1:7300 et des quantités journalières maximales («QJM») établies à 125 pour cent des QCJ.

Le second programme (ProGas II), complété en 1981, comprenait environ 460 contrats conclus avec quelque 170 entreprises. Il s'agissait encore de contrats fondés sur des réserves de vingt ans, dont les QCJ étaient définies en fonction d'un taux de prise de 1:7300 et les QJM correspondaient, cette fois-ci, à 133 pour cent des QCJ.

**Tableau 5-1**  
**Comparaison des estimations des réserves de gaz établies**  
**de ProGas et du volume visé par la demande**

$10^6\text{m}^3$  ( $10^9\text{pi}^3$ )

ProGas <sup>1</sup>	ONE <sup>2</sup>	Volume visé par la demande <sup>3</sup>
102 020 (3 601)	86 218 (3 043)	1,861 (66)

1. Réserves globales de gaz établies au 31 décembre 1990
2. Réserves globales de gaz établies au 31 décembre 1990. L'Office a rajusté son estimation des réserves restantes de gaz établies au 31 décembre 1989, soit 1989, soit  $88\,218\,10^6\text{m}^3$  ( $3\,114\,10^9\text{pi}^3$ ), de manière à tenir compte de la production estimative de 1990, soit environ  $2\,000\,10^6\text{m}^3$  ( $71\,10^9\text{pi}^3$ ).
3. Cela représente moins de 2 pour cent des besoins globaux de ProGas, évalués à  $78\,892\,10^6\text{m}^3$  ( $2\,785\,10^9\text{pi}^3$ ).

Récemment, ProGas a ajouté de nouvelles réserves de l'Alberta et de la Colombie-Britannique à son ensemble des fournisseurs. Elle a acquis ces réserves pour contrebalancer le déclin de la capacité de production de ses réservoirs producteurs et compenser les réductions de ses réserves estimatives par suite de réévaluations et du report de réserves devenues non rentables.

ProGas a annoncé qu'elle augmenterait le taux de prise de tous ses contrats d'achat de gaz à 1:5500, à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1991, et fixerait les QJM à 125 pour cent des QCJ.

## 5.2.2 Réserves

ProGas a fourni une estimation des réserves établies restantes dont elle dispose en vertu de contrats pour satisfaire à ses engagements actuels et aux exportations proposées. Il ressort du tableau 5-1 que l'estimation par l'Office des réserves restantes commercialisables de ProGas est d'environ 15 pour cent inférieure à celle de ProGas. Toutefois, l'estimation de l'Office est de 9 pour cent supérieure aux besoins globaux de ProGas établis à  $78\,892\,10^6\text{m}^3$  ( $2\,785\,10^9\text{pi}^3$ ), ce qui comprend les  $1\,861\,10^6\text{m}^3$  ( $66\,10^9\text{pi}^3$ ) qu'il est proposé d'exporter.

Les différences entre les estimations des réserves résultent principalement d'évaluations géologiques et techniques de réservoirs spécifiques. Les estimations de l'Office des réserves de certains réservoirs de grande et de moyenne importance sont inférieures à celles de ProGas, en partie parce que les données sur le rendement de certains des réservoirs en question ne corroborent pas les estimations de ProGas, qui sont fondées sur des analyses volumétriques. L'interprétation des divers paramètres des réservoirs explique également certaines différences. Ces écarts comptent pour environ 60 pour cent de la différence totale entre les estimations.

Certaines des différences constatées dans les estimations des réserves viennent du fait que ProGas regroupent plusieurs petits réservoirs en réservoirs plus importants, ce qui a pour effet d'augmenter l'estimation globale des réserves de ces réservoirs. L'Office a examiné l'interprétation géologique d'un grand nombre des réservoirs ainsi regroupés et, dans la plupart des cas, il n'a pu accepter l'estimation de ProGas. Ce groupe de réservoirs compte pour 15 pour cent de la différence totale entre les estimations des réserves.

Le reste de l'écart tient à de légères différences dans l'évaluation d'un certain nombre de petits réservoirs, plutôt qu'à un écart considérable dans le cas d'un réservoir en particulier. Ces différences sont surtout rattachées à l'interprétation des paramètres des réservoirs, tels la production nette et la porosité.

En examinant l'approvisionnement de ProGas, l'Office a relevé environ 1 300 réservoirs, tous situés en Alberta sauf un. Ces réservoirs sont dispersés dans pratiquement toute la province et comprennent tous les principaux horizons producteurs. La plupart des réservoirs sont concentrés dans les zones créacées du centre et du centre-est de l'Alberta. Cinquante-deux pour cent des réserves de ProGas se trouvent dans approximativement 92 gros réservoirs, chacun d'eux ayant une réserve établie initiale de plus de  $1\ 000\ 10^6\text{m}^3$  ( $35\ 10^9\text{pi}^3$ ). Environ 32 pour cent des réservoirs de ProGas sont en cours d'exploitation.

En résumé, l'estimation des réserves de ProGas, telle qu'établie par l'Office, est inférieure à celle qu'a soumise la compagnie. L'écart observé provient surtout de différences dans les évaluations géologiques et techniques de certains réservoirs en particulier.

### **5.2.3 Capacité de production**

La figure 5-1 fait une comparaison entre les prévisions de la capacité de production globale, établies par l'Office et par ProGas, et les besoins globaux estimatifs de ProGas, y compris ses besoins en combustible et les pertes en cours de traitement. ProGas a évalué ses besoins annuels selon un facteur de charge de 90 pour cent. Dans leurs prévisions, l'Office et ProGas ont tous deux présumé que la production annuelle atteindra le niveau des besoins annuels estimatifs, mais l'Office reconnaît que ProGas peut extraire des volumes supérieurs à ceux que suppose le facteur de charge de 90 pour cent.

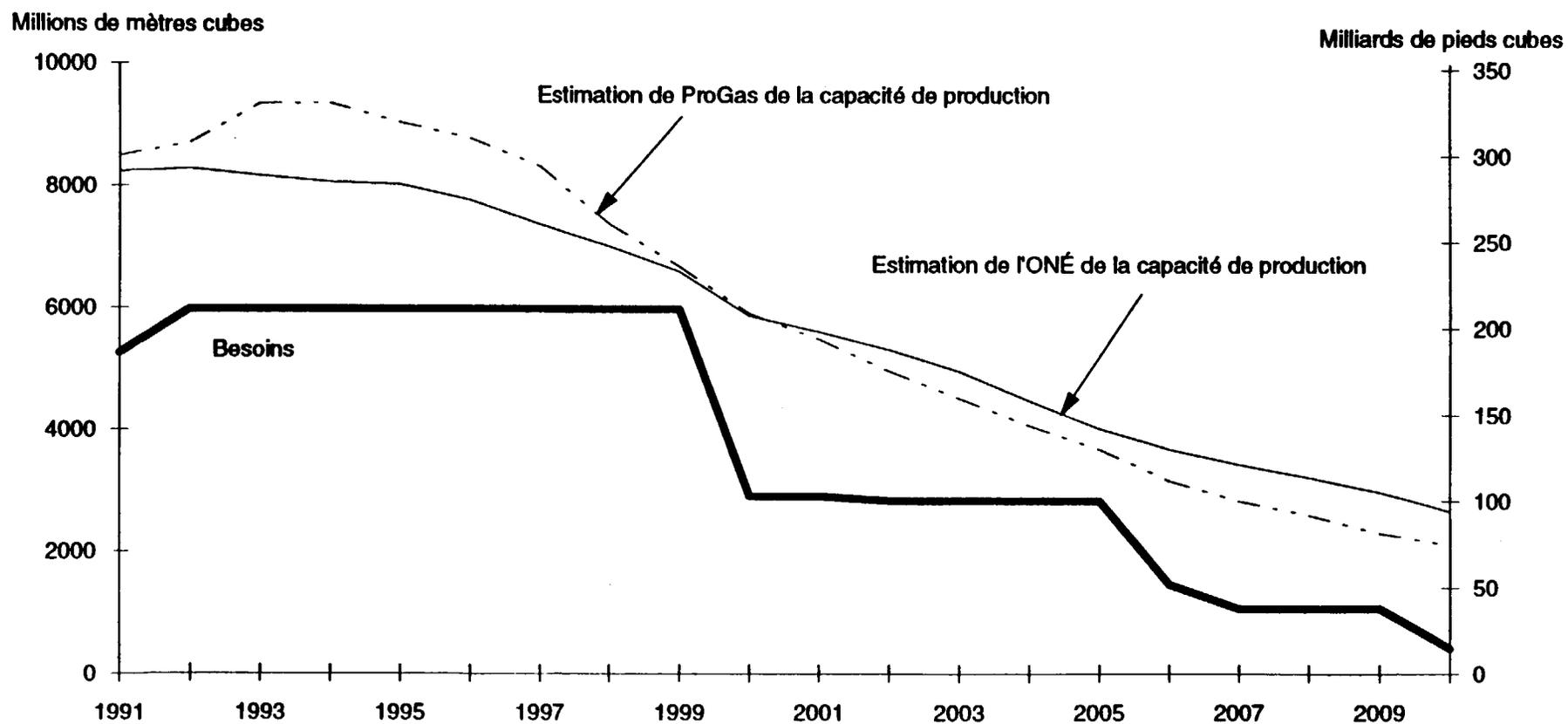
Enfin, les prévisions de l'Office et de ProGas indiquent que l'approvisionnement en gaz sera suffisant pour répondre aux besoins établis selon un facteur de charge de 90 pour cent, et ce, durant toute la période visée. ProGas a souligné qu'advenant une déficience éventuelle elle disposait d'un programme permanent destiné à remplacer ses réservoirs décroissants et ses réserves non rentables; de plus, ProGas a conclu plusieurs contrats avec d'autres négociants et fournisseurs individuels qui se sont engagés à lui fournir, dans la mesure du possible, une capacité de production additionnelle, en cas de besoin.

## **5.3 Marché, ententes commerciales et approbations réglementaires**

### **5.3.1 Marché**

Le gaz qu'il est proposé d'exporter servirait à alimenter une installation de cogénération admissible de 168 MW, appartenant à Lockport Energy, qui est située sur un lot de 15 acres dans le secteur industriel de Harrison, à environ 25 kilomètres au nord-est de Buffalo (New York). Les travaux de construction ont commencé en mai 1991, et l'installation devrait être en exploitation dès novembre 1992. Les fonds nécessaires à la construction de la centrale ont été obtenus de la Chase Manhattan Bank. Une fois l'installation mise en service, le consortium Lockport Energy apportera des capitaux pour une valeur de 15 pour cent des coûts de construction, jusqu'à concurrence de 33 millions de dollars américains. Cette contribution du consortium servira à rembourser une partie de la dette, le reste devant être amorti sur une période de treize ans.

**Figure 5-1**  
**Comparaison des estimations de ProGas et de l'ONÉ**  
**relatives à la capacité de production annuelle**



Lockport Energy est située dans la zone de service de NYSEG, mais demeure éloignée de ses principaux centres de consommation. Vu le réseau de transport limité de NYSEG, une partie de l'énergie produite par la centrale sera acheminée par Niagara Mohawk Power Corporation («Niagara Mohawk»). NYSEG, un important service de distribution de gaz et d'électricité, dessert quelque 726 000 clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel dans le centre-sud, l'est et l'ouest de l'État de New York.

L'utilisateur de l'énergie thermique, Harrison, emploie environ 7 000 personnes à ses installations de Lockport, dans la région de New York. Cette société fabrique des radiateurs, des appareils de chauffage, des systèmes de climatisation, des condensateurs et des systèmes d'évaporation pour General Motors.

La centrale de cogénération, qui produit environ 1 460 000 MW.h d'énergie annuellement, est considérée avant tout comme une installation à charge de base. Étant donné que NYSEG dispose d'une capacité maximale de 45 MW pour fins d'utilisation rentable, avec jusqu'à cent vingt arrêts et démarrages au cours d'une année de production donnée, sous réserve des temps d'arrêt et d'exploitation minimaux, il est peu probable que NYSEG n'utilise pas cette capacité puisque qu'elle aurait à payer pour l'électricité qui aurait été produite, mais n'a pas été prise. Selon Lockport Energy, le coût marginal prévu de 1,28¢/kW.h pour 1993 est bas et il n'y a aucune raison d'ordre financier qui puisse inciter NYSEG à réduire ses approvisionnements. De plus, le demandeur a précisé qu'il existe un besoin permanent d'énergie dans l'État de New York, auquel pourraient satisfaire les installations de cogénération.

En fournissant à Harrison l'électricité dont elle a besoin, Lockport Energy remplace les ventes de NYSEG. Cette situation est autorisée tant par la réglementation fédérale américaine que par celle de l'État de New York, puisqu'en vertu de la Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 («PURPA») des États-Unis, l'utilisateur de la vapeur est considéré comme faisant partie intégrante de l'installation de cogénération admissible. Par conséquent, la livraison d'électricité à un utilisateur d'énergie thermique, peu importe les modalités de paiement, ne peut pas être définie comme une vente au détail, étant donné qu'en vertu de l'exemption fédérale qui soustrait les sociétés d'électricité à l'application de la réglementation de l'État, la livraison d'électricité n'est pas soumise à la vérification de l'État.

Du fait des liens existant entre l'utilisateur de l'énergie thermique et l'exploitant de l'installation de cogénération, de telles livraisons d'électricité bénéficient de l'exemption de la réglementation de l'État qui est accordée à l'installation admissible dans son ensemble.

ProGas s'attend à ce que les prises de gaz naturel aux termes du contrat s'effectuent selon un facteur de charge de 90 pour cent pendant toute la période visée.

### **5.3.2 Transport**

Au Canada, le gaz serait acheminé par les réseaux de NOVA et de TransCanada, conformément aux contrats de transport déjà conclus avec ces sociétés.

En ce qui concerne les États-Unis, le 14 mars 1990, Lockport Energy a signé avec Tennessee un contrat de service garanti de vingt ans assurant le transport des exportations de ProGas au moyen des installations existantes.

### **5.3.3 Contrat de vente de gaz**

Le 22 février 1991, ProGas et Lockport Energy ont signé un contrat de vente de gaz naturel, qui prévoit la livraison journalière de jusqu'à  $339,9 \times 10^3 \text{m}^3$  ( $12 \times 10^6 \text{pi}^3$ ) pendant une période de quinze ans.

Le contrat est subordonné à plusieurs conditions suspensives, à savoir le vendeur doit s'assurer l'appui de producteurs, prendre des arrangements à long terme pour le transport ainsi qu'obtenir un permis d'exportation; l'acheteur, pour sa part, doit obtenir une autorisation d'importation des autorités américaines.

Le contrat prévoit une tarification en deux parties comprenant une composante-demande et une composante-produit.

Lockport Energy devra payer des frais mensuels liés à la demande, fondés sur la QCJ intégrale en vigueur pour le mois courant. Ces frais couvriront les coûts fixes de transport du gaz par les réseaux de NOVA et de TransCanada ainsi que des frais de réservation de gaz auprès de producteurs pour l'entière QCJ, frais qui correspondent au prix de base réel rajusté, multiplié par 0,11. Les frais mensuels de réservation de gaz sont payables indépendamment des volumes pris.

La composante-produit a été fixée à l'origine à un prix de base de 1,68 \$ US/10<sup>6</sup> Btu (1,57 \$ US/GJ) pour l'année contractuelle commençant le 1<sup>er</sup> novembre 1991 et elle est sujette à des augmentations annuelles de 7 pour cent.

Le prix estimatif qui aurait eu cours à la frontière de l'Alberta au 1<sup>er</sup> mars 1991, aux termes du présent contrat, s'établit à 2,42 \$ CAN/GJ (2,60 \$ CAN/10<sup>6</sup> Btu).

Le contrat permet de renégocier les dispositions de tarification avant le 1<sup>er</sup> novembre de n'importe quelle année contractuelle et de recourir à l'arbitrage à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998, dans les cas où les parties ne parviendraient pas à s'entendre sur un prix qui soit mutuellement acceptable.

Le contrat prévoit par ailleurs l'obligation pour Lockport Energy, si elle n'achetait pas 80 pour cent de la QCJ annuelle, de payer à ProGas des frais de non-achat pour les volumes non pris, lesquels frais équivalent à la composante-produit moyenne, multipliée par le taux d'intérêt préférentiel moyen annuel, plus 1 pour cent. Cependant, Lockport Energy bénéficie d'une clause lui permettant de rattraper les volumes non achetés au cours de l'année suivante.

En outre, il est stipulé que les achats de gaz que Lockport Energy effectue auprès de ProGas doivent être proportionnels à ses achats auprès d'autres sources d'approvisionnement.

### **5.3.4 Entente d'achat d'électricité**

La vente d'électricité proposée à partir de l'installation de Lockport Energy se fera conformément à l'entente d'achat d'électricité du 26 mars 1990 (telle que modifiée), intervenue entre NYSEG et Empire Energy Niagara Limited Partnership («Empire»). Empire a par la suite cédé cet accord à Lockport Energy. L'entente demeurera en vigueur pendant quinze ans, à compter de la date de début de l'exploitation commerciale.

L'entente prévoit l'enlèvement facultatif par NYSEG de jusqu'à 45 MW, suivant les modalités exposées dans la section 5.3.1 portant sur le marché. L'électricité sera payée au moyen de versements prédéterminés dans l'entente dont le montant sera négocié sur la base du kilowatt-heure, incluant le prix de la puissance et de l'énergie. Un taux distinct sera appliqué à toute énergie excédentaire

produite. L'entente prévoit des facteurs d'utilisation minimaux pour les périodes d'été et d'hiver, ainsi qu'une pénalité au cas où la capacité n'était pas maintenue aux taux de prise minimaux. En ce qui concerne la capacité facultative de 45 MW, NYSEG devra payer à Lockport Energy l'énergie qui était disponible, mais qui n'a pas été livrée. En vertu de la PURPA, NYSEG n'est pas obligée d'acheter de Lockport Energy lorsque les prix qu'on lui demande sont supérieurs à ce qu'elle paierait si elle produisait l'électricité elle-même. Si Lockport Energy décidait de ne pas exploiter l'installation ou n'était pas en mesure de le faire, NYSEG pourrait acquérir l'installation et l'exploiter elle-même. NYSEG jouit du premier droit, après Harrison, d'acheter l'installation, dans l'éventualité où Lockport Energy proposerait de la vendre.

### **5.3.5 Entente de services de transport**

Tel qu'il a été expliqué plus haut, une partie de la production de l'installation de cogénération doit transiter. Niagara Mohawk et Lockport Energy ont conclu une entente de services de transport, validée le 11 avril 1991. Le transit de 110 MW initialement prévu dans l'entente peut être rajusté annuellement, mais sans jamais dépasser 150 MW. On pourra augmenter la demande contractuelle de 2 pour cent, à la faveur de révisions subséquentes, mais Niagara Mohawk ne sera tenue dans aucun cas de fournir une capacité supérieure à 195 MW. Les taux en matière de transport sont régis par la Federal Energy Regulatory Commission («FERC») des États-Unis. L'entente de transit s'appliquera pour une période de vingt ans, à compter du premier jour d'exploitation commerciale.

### **5.3.6 Entente de vente d'énergie thermique**

Le projet de Lockport Energy fournira l'électricité et la vapeur nécessaires à Harrison. En réponse à une demande de l'Office, le demandeur a affirmé qu'il ne comptait pas rendre public son contrat avec Harrison. Il a précisé que l'entente de service d'énergie thermique conclue prévoit l'achat obligatoire par Harrison de 700 millions de livres de vapeur par année pendant au moins quinze ans. Pour conserver sa classification d'installation admissible, conformément à la PURPA, la centrale doit être assurée d'une prise minimale de 300 millions de livres de vapeur par année.

### **5.3.7 Approbations réglementaires**

ProGas demandera à l'OCREA de modifier son permis d'acheminement GR 86-71, de manière à réduire ses services à l'endroit du marché de Texas Eastern Transmission Company («TETCO») et d'ajouter le marché de Lockport Energy.

La Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta a émis un avis attestant l'appui d'un producteur, le 2 avril 1992.

Le 24 juin 1991, Lockport Energy a déposé auprès du DOE/FE une demande d'autorisation d'importation pour une période minimale de quinze ans.

La centrale de cogénération a été classifiée comme installation admissible par la FERC le 17 novembre 1988.

## **5.4 Opinion de l'Office**

Les estimations de l'Office indiquent que les réserves de ProGas dépassent ses besoins globaux, volumes à exporter compris, et que sa capacité de production ne laisse prévoir aucune insuffisance

potentielle. Par conséquent, l'Office convient que l'approvisionnement en gaz de ProGas est suffisant pour répondre à tous ses besoins, y compris les exportations proposées.

L'Office note que ProGas a mentionné dans sa demande d'exportation de gaz à Lockport Energy qu'elle se servirait des volumes que la licence GL-129 l'autorisait déjà à exporter à TETCO et qu'elle a demandé, advenant que l'Office lui accorde la nouvelle licence, que sa licence antérieure GL-129 soit modifiée à compter de la date de la première livraison à Lockport Energy, afin de réduire les volumes déjà autorisés proportionnellement à ceux dont elle demande l'approbation dans sa nouvelle licence concernant Lockport Energy.

L'Office signale que les fonds nécessaires à la construction de l'installation ont été obtenus, et que les travaux de construction ont commencé en mai 1991.

Après avoir examiné les modalités du contrat de vente de gaz naturel conclu entre ProGas et Lockport Energy, l'Office convient que la composante-demande du prix d'exportation permettrait de recouvrer tous les coûts fixes de transport au Canada. La composante-produit du prix croît de 7 pour cent par année par rapport au prix de base fixé au 1<sup>er</sup> novembre 1991. Le contrat prévoit la possibilité de renégocier annuellement la tarification et, au besoin, de recourir à l'arbitrage à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998. L'Office est d'accord pour que le contrat d'exportation prévoit des dispositions qui permettent de faire des ajustements en fonction de l'évolution du marché pendant la durée du contrat. Il reconnaît, en outre, que le contrat de vente de gaz a été négocié entre entreprises indépendantes.

Le contrat renferme une clause de prise minimale et de répartition proportionnelle de la demande entre toutes les sources d'approvisionnement, au cas où les besoins globaux de Lockport Energy se révéleraient inférieurs aux besoins prévus. Aussi, l'Office souligne que les frais de réservation d'approvisionnements mensuels et, tel qu'il a déjà été mentionné, les frais canadiens liés à la demande seraient payés indépendamment des volumes achetés. Pour ces raisons, l'Office estime raisonnable de croire que l'exportation proposée se ferait selon un facteur de charge élevé.

L'Office signale que la centrale de cogénération a été reconnue comme installation admissible, qu'une demande sera déposée pour faire modifier le permis d'acheminement en Alberta et qu'une demande a également été faite pour obtenir l'autorisation d'importer.

Enfin, l'Office fait observer que les producteurs de gaz naturel de l'Alberta qui sont touchés par le présent projet ont approuvé les modalités du contrat de vente.

## **5.5 Décision**

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à ProGas, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence sont exposés à l'annexe I et comprennent une clause portant que la licence prendra effet le 1<sup>er</sup> novembre 1992 et qu'elle expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1994, à moins que les exportations ne commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1994 ou avant, auquel cas la licence prendra fin le 1<sup>er</sup> novembre 2007.

De plus, l'Office a décidé, conformément au paragraphe 21(2) de la Loi, d'émettre une ordonnance modifiant la deuxième condition de la licence GL-129 de façon à réduire la quantité de gaz pouvant être exportée. Pour plus de précisions, se reporter à l'annexe I.

# Chapitre 6

## ProGas Limited, pour vente à NSPW

---

### 6.1 Résumé de la demande

Le 27 mars 1991, ProGas a déposé, conformément à la partie VI de la Loi, une demande en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel dont les modalités étaient les suivantes:

Période	-	10 ans, à compter du 1 <sup>er</sup> novembre 1992 ou de la date de la première livraison, la plus tardive des deux dates étant retenue
Point d'exportation	-	près d'Emerson (Manitoba)
Quantité journalière maximale	-	212 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (7,5 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité annuelle maximale	-	78 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (2,7 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité globale maximale	-	775 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (27,4 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année  autorisation d'exporter durant le reste de la période les volumes autorisés mais non pris au cours d'une année, sous réserves des limites journalières et annuelles.

Le gaz qu'il est proposé d'exporter proviendrait de certains réservoirs, gisements et zones situés en Alberta et en Colombie- Britannique.

Il serait acheminé par le réseau de NOVA jusqu'aux installations de TransCanada, près d'Empress (Alberta), d'où il serait ensuite transporté par cette dernière jusqu'à la frontière internationale, près d'Emerson (Manitoba), pour être enfin livré à NSPW au moyen du réseau de Viking ou de GLGT.

NSPW, société de distribution d'électricité et de gaz, se servirait du gaz pour alimenter son propre réseau. Depuis novembre 1990, cette société a acheté, en vertu de permis à court terme, à peu près le même volume de gaz que celui dont il est question dans la demande de ProGas.

### 6.2 Approvisionnement en gaz

L'approvisionnement en gaz de ProGas est examiné au paragraphe 5.2 du présent document.

### 6.3 Marché, ententes commerciales et approbations réglementaires

#### 6.3.1 Marché

Le marché de NSPW est exposé en détail au paragraphe 2.3.1 du présent document.

#### 6.3.2 Transport

Le gaz qu'il est proposé d'exporter serait transporté par NOVA, jusqu'au point d'interconnexion avec TransCanada, près d'Empress (Alberta), pour ensuite être livré à NSPW, près d'Emerson (Manitoba).

Les arrangements que NSPW a pris pour le transport auprès de TransCanada, de GLGT et de Viking sont exposés au paragraphe 2.3.2 du présent document.

ProGas a reçu confirmation du fait que NOVA est disposée à transporter les exportations proposées, aussitôt qu'elle aura été officiellement autorisée à acheminer le gaz depuis l'Alberta et que les ententes de transport la concernant auront été signées.

### **6.3.3 Contrats de vente de gaz**

ProGas et NSPW ont signé un contrat le 1<sup>er</sup> novembre 1990. Les dispositions de ce contrat sont à peu près identiques à celles du contrat intervenu entre CanadianOxy et NSPW, sauf pour l'ajout d'un droit basé sur la demande pour les services mensuels de ProGas, de différences dans les garanties d'approvisionnement et d'une clause de recours dans le cas où le vendeur serait incapable de livrer les volumes commandés.

Le contrat prévoit la livraison journalière de jusqu'à  $213 \cdot 10^3 \text{ m}^3$  ( $7,5 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$ ) au point d'interconnexion des réseaux de TransCanada, de GLGT et de Viking, près d'Emerson (Manitoba).

Le contrat, qui porte sur dix ans, prend effet à la date de la première livraison. Aux termes du contrat, les livraisons doivent commencer au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre 1992, mais elles pourraient débiter dès que toutes les conditions suspensives auront été remplies, y compris l'obtention de toutes les approbations réglementaires canadiennes et américaines et la conclusion des arrangements voulus pour le transport au Canada et aux États-Unis. Si les conditions suspensives ne sont pas remplies au 30 septembre 1992, le contrat peut être résilié.

NSPW est tenu de payer des frais progressifs pour les volumes manquants, fixés initialement à 0,23 dollars US/GJ ( $0,25 \text{ \$ US}/10^6 \text{ Btu}$ ), si le facteur de charge annuel minimal se situe en-deçà de 65 pour cent, si le facteur de charge durant les mois d'hiver est inférieur à 75 pour cent ou encore, si le facteur de charge d'au moins 40 pour cent n'est pas maintenu pendant le reste de l'année. Par ailleurs, si NSPW commande moins que 55 pour cent de la QJM au cours d'une période normalisée de trois années continues, ProGas pourra réduire ses livraisons obligatoires à environ la moitié de la moyenne des commandes réelles pour les trois années visées.

Selon le contrat, le prix payé par NSPW comprendrait une composante-produit et une composante-demande. La seconde permettrait de recouvrer les frais liés à la demande encourus pour le transport du gaz par les réseaux de NOVA et de TransCanada.

La composante-produit annuelle de base a été établie à  $1,58 \text{ \$ US}/\text{GJ}$  ( $1,70 \text{ \$ US}/10^6 \text{ Btu}$ ). Quant à la composante-produit mensuelle, elle correspondrait aux frais annuels liés au produit, multipliés par un facteur de rajustement mensuel de 0,8235 à 1,2353 permettant de tenir compte des variations saisonnières. La composante-produit annuelle serait rajustée à chaque année, de manière à refléter l'évolution du PMPG de certains services d'utilité publique choisis dans cinq États du Midwest américain.

Chacune des parties pourra demander la renégociation du mécanisme de rajustement de la composante-produit, lorsque la variation de la composante-produit au cours d'une année donnée se situe en dehors d'une fourchette préétablie. Par ailleurs, il sera possible de renégocier le niveau de la composante-produit à deux reprises durant la période du contrat. La première demande de renégociation pourra survenir au plus tôt le 1<sup>er</sup> juillet 1995, et il faudra attendre au moins trois ans après le dépôt de la première demande avant d'en présenter une autre. Dans les deux cas, les parties

pourront recourir à un arbitrage exécutoire si elles ne parviennent pas à s'entendre sur un prix renégocié. L'arbitrage devrait permettre de fixer un prix qui reflète les ventes de gaz ponctuelles sur le marché du Midwest américain, les exportations à long terme de l'Alberta vers ce même marché et le PMPG de NSPW par rapport à celui des autres services d'utilité publique dans la région.

Le prix estimatif qui aurait eu cours à la frontière de l'Alberta aux termes du contrat s'établissait à 2,18 \$ CAN/GJ (2,33 \$ CAN/10<sup>6</sup> Btu) au 1<sup>er</sup> mars 1991.

#### **6.3.4 Approbations réglementaires**

Le 2 mai 1991, ProGas a demandé à l'OCREA d'ajouter le marché de NSPW à son permis d'acheminement GR 86-71. À la clôture de l'audience, l'OCREA n'avait pas encore rendu sa décision.

La CCPA a émis un avis attestant l'appui d'un producteur, le 17 décembre 1990.

NSPW a indiqué qu'elle comptait demander au DOE/FE une autorisation d'importation à la mi-juillet 1991.

Selon les dispositions de force majeure du contrat de vente, NSPW ne peut passer ses coûts contractuels à ses clients sans y avoir été préalablement autorisée par la WPSC. NSPW doit soumettre ses plans d'approvisionnement à l'étude de la WPSC à chaque année.

### **6.4 Opinion de l'Office**

Les estimations de l'Office indiquent que les réserves de ProGas dépassent ses besoins globaux, volumes à exporter compris, et que sa capacité de production ne laisse prévoir aucune insuffisance potentielle. Par conséquent, l'Office convient que l'approvisionnement en gaz de ProGas est suffisant pour répondre à tous ses besoins, y compris les exportations proposées.

L'Office convient que le marché des SDL de NSPW représente un marché à long terme stable pour le gaz canadien. Étant donné que les ventes de ProGas compteraient pour moins de 11 pour cent des besoins annuels globaux de NSPW, il est peu probable que des changements dans la demande globale des SDL se répercuteraient entièrement sur les ventes de ProGas. L'Office souligne que la licence d'exportation à long terme vise à remplacer l'autorisation d'exportation à court terme selon laquelle le gaz est actuellement transporté à NSPW.

Les modalités de transport par le réseau de TransCanada n'ont pas encore été arrêtées, mais l'Office souligne qu'il doit rendre dans le cadre d'une autre audience une décision concernant les installations nécessaires pour transporter le gaz qu'il est proposé d'exporter à NSPW.

L'Office estime que la composante-demande du prix fixé selon le contrat de vente permettrait de recouvrer tous les coûts fixes canadiens de transport.

Selon l'Office, les dispositions contractuelles concernant les frais de couverture de déficit, les frais de réservation d'approvisionnements et les frais liés à la demande, ainsi que la possibilité qu'a ProGas de réduire ses volumes dans l'éventualité où les commandes ne dépasseraient pas 55 pour cent de la QJM, garantiraient des niveaux de prise suffisants aux termes du contrat de vente de gaz.

L'Office a examiné le contrat de vente de gaz et estime qu'il a été négocié entre entreprises indépendantes. Il ajoute que les producteurs qui fourniront le gaz que ProGas propose de vendre à NSPW ont donné leur aval au contrat.

Par ailleurs, tout en faisant observer qu'il restait à obtenir l'autorisation d'importation du DOE/FE et l'approbation du contrat de vente de gaz par WPSC, l'Office souligne qu'il est peu probable que cela puisse constituer un obstacle au projet d'exportation de ProGas.

## **6.5 Décision**

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à ProGas, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence sont énoncées à l'annexe I et elles prévoient notamment une clause portant que la licence entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1992 ou le jour de la première livraison de gaz, la date la plus tardive étant retenue, et expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1994, sauf si les exportations commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1994 ou avant, auquel cas la licence prendrait fin dix ans après la date de commencement.

# Chapitre 7

## Shell Canada Limited

---

### 7.1 Résumé de la demande

Par une demande déposée le 9 avril 1991, telle que modifiée, Shell a sollicité l'approbation de deux licences d'exportation de gaz naturel, conformément à la partie VI de la Loi. La première licence l'autoriserait à vendre du gaz à Salmon, pour fins de revente à Midwest Gas; la seconde lui permettrait de vendre du gaz à Salmon en vue de sa revente à Enron. Voici les modalités des licences demandées.

#### 1. Salmon/Midwest Gas

Période	-	Commence le 1 <sup>er</sup> novembre 1991, à la date de la mise en service des installations pipelinières visées ou le jour où toutes les conditions suspensives auront été remplies ou que l'on y aura renoncé, la plus tardive de ces dates étant retenue, et se termine le quinzième 1 <sup>er</sup> novembre après la date de commencement.
Point d'exportation	-	Monchy (Saskatchewan)
Quantité journalière maximale	-	580 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (20,5 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité annuelle maximale	-	212 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (7,5 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité globale maximale	-	3 181 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (112,3 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Écarts admissibles	-	10% par jour et 2 % par année

#### 2. Salmon/Enron

Période	-	Commence le 1 <sup>er</sup> novembre 1991. à la date de la mise en service des installations pipelinières visées ou le jour où toutes les conditions suspensives auront été remplies ou que l'on y aura renoncé, la plus tardive de ces dates étant retenue, et se termine le dixième 1 <sup>er</sup> novembre suivant la date de commencement.
Point d'exportation	-	Monchy (Saskatchewan)
Quantité journalière maximale	-	278 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (9,8 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité annuelle maximale	-	102 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (3,6 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité globale maximale	-	1 014 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (35,3 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Écarts admissibles	-	10% par jour et 2 % par année

Le gaz qu'il est proposé d'exporter proviendrait de certains réservoirs, gisements et zones situés en Alberta. Dans la province de l'Alberta, il serait acheminé jusqu'à McNeil (Alberta), à la frontière de la Saskatchewan, par le réseau de NOVA, puis transporté au moyen du réseau de Foothills Pipe Lines Ltd. («Foothills») jusqu'au point d'interconnexion avec le réseau de Northern Border Pipeline Company («Northern Border»), près de Monchy (Saskatchewan), à la frontière internationale, où il serait vendu à Salmon. De là, il serait cette fois acheminé vers le point d'interconnexion avec Northern Natural, près de Ventura (Iowa), où il serait revendu à Midwest Gas et à Enron. Les volumes de gaz destinés à Midwest Gas, qui s'en servira pour alimenter son propre réseau de distribution, lui seraient livrés au moyen du réseau de Northern Natural. Quant aux volumes destinés à Enron, ils seraient acheminés vers les divers marchés de cette dernière par le réseau de Northern Natural ou de Natural Gas Pipeline Company of America («NGPL»).

## 7.2 Approvisionnement en gaz

### 7.2.1 Contrats d'approvisionnement

Pour réaliser les deux projets de ventes à l'exportation proposés et ses autres ventes, Shell puisera dans ses propres réservoirs et achètera de petits volumes d'autres producteurs. Shell a conclu des contrats d'achat de gaz avec six producteurs, soit : Grad & Walker Resources Ltd., Drillwest Energy Marketing Inc., MLC Oil and Gas Ltd.,

**Tableau 7-1**

**Comparaison des estimations des réserves de gaz établies  
de Shell Canada et du volume visé par la demande pour la période du contrat**

$10^6\text{m}^3$  ( $10^9\text{pi}^3$ )

	Shell <sup>1</sup>	ONE <sup>1</sup>	Volume visé par la demande <sup>2</sup>	
Midwest			3 181	(112,3)
Enron			<u>1 014</u>	<u>(35,8)</u>
<b>Total</b>	<b>41 506 (1 465)<sup>3</sup></b>	<b>37 514 (1 324)<sup>3</sup></b>	<b>4 195</b>	<b>(148,1)</b>

1. Au 1<sup>er</sup> novembre 1990.

2. Ces volumes ne représentent qu'une partie des engagements globaux de Shell à l'égard des réserves en question. Ces engagements, y compris les nouveaux volumes destinés à Midwest Gas et à Enron, s'établissent à  $33\,158\,10^6\text{m}^3$  ( $1\,171\,10^9\text{pi}^3$ ).

3. Cet approvisionnement comprend  $2\,025\,10^6\text{m}^3$  ( $71,5\,10^9\text{pi}^3$ ) de gaz acheté.

Paloma Petroleums Ltd., Shaman Energy Corporation et Voyager Energy Inc. Les contrats sont d'une durée de deux à cinq ans et peuvent être reconduits sur une base annuelle.

### 7.2.2 Réserves

L'approvisionnement de Shell se compose de ses propres réserves et de volumes achetés d'autres producteurs. Ces derniers comptent pour cinq pour cent de son approvisionnement total estimatif. Shell

a acheté ce gaz pour satisfaire à ses engagements de livraison en attendant la mise en service de ses réservoirs non raccordés.

L'estimation des réserves de Shell tient compte à la fois des réserves prouvées et des réserves probables, quoique les secondes représentent moins de deux pour cent du total.

Comme l'indique le tableau 7-1, l'estimation faite par l'Office des réserves de gaz commercialisables restantes de Shell est de dix pour cent inférieure à celle de Shell, mais les deux estimations dépassent de beaucoup de volumes proposés. L'Office précise que les volumes de gaz qu'il est proposé d'exporter ne représentent qu'une partie des engagements globaux de Shell. Selon les estimations de l'Office, les réserves de la société dépassent de 13 pour cent ses engagements globaux.

Pour satisfaire à la demande supplémentaire entraînée par les exportations à Enron et à Midwest, Shell a révisé l'ensemble de son portefeuille de sources d'approvisionnement; ces changements consistaient à ajouter d'autres réservoirs, à modifier les réserves de certains réservoirs et à tenir compte de réserves qu'elle s'attendait à libérer d'engagements contractés auprès de l'Alberta and Southern Gas Company Ltd. («Alberta and Southern»). Comme l'indique le tableau 7-1, l'estimation par l'Office des réserves révisées de Shell correspond à 90 pour cent de l'estimation de la société.

Les différences dans les estimations sont surtout imputables aux régions de Progress, Limestone, Cordel et South Hamburg.

Pour ce qui est des réserves de la région de Progress, l'écart tient principalement à des différences dans les estimations des superficies des réservoirs à puit unique et des réservoirs à puits multiples.

Les régions de Limestone et de Cordel contiennent des réserves qui sont situées dans les structures de la faille mississippienne. Quant aux réserves de la région de South Hamburg, certaines d'entre elles se trouvent dans les pièges des saillies dévoniennes de Slave Point et de Watt Mountain. Pour l'essentiel, l'écart entre les estimations de ces réservoirs découle d'une interprétation différente de la production nette fondée sur l'analyse diagraphique.

Les sources d'approvisionnement au regard desquelles Shell s'est désengagée se composent des réserves du réservoir Waterton Rundle J, une structure de la faille mississippienne. Shell retirera ce réservoir de son contrat avec Alberta and Southern. L'Office estime que les réserves de ce réservoir sont de 17 pour cent inférieures à l'estimation de Shell. Cet écart tient aux procédés de cartographie utilisés, qui ont donné des superficies et des productions nettes différentes.

Le gaz acheté représente cinq pour cent de l'approvisionnement global de Shell. L'Office a accepté les estimations de Shell concernant le volume des réserves obtenues par contrat.

Dans l'ensemble, l'Office a reconnu 145 réservoirs répartis sur 36 gisements. Trente-trois de ces réservoirs appartiennent à Shell, les autres étant des réserves achetées. La majorité des réservoirs sont situés dans les horizons du Crétacé inférieur, tandis que les réserves se trouvent principalement dans les horizons mississippiens et dévoniens. Selon l'analyse de l'Office, 94 réservoirs offrent des réserves inférieures à  $100 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  ( $3,5 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ) et 12 réservoirs présentent des réserves de plus de  $1\,000 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  ( $35 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ), dont deux contiennent plus de  $10\,000 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  ( $353 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ). Ces gros réservoirs, qui appartiennent à Shell, comptent pour 80 pour cent de ses réserves nettes restantes. Cinquante-deux réservoirs étaient en exploitation au 1<sup>er</sup> janvier 1990.

En résumé, l'estimation faite par l'Office des réserves de Shell est inférieure à celle de la société, mais supérieure aux volumes totaux dont cette dernière a besoin pour respecter ses engagements actuels et ses engagements proposés envers Midwest Gas et Enron.

### **7.2.3 Capacité de production**

La figure 7-1 compare les prévisions de l'Office et de Shell concernant la capacité de production et les besoins globaux de Shell, y compris les besoins en combustible et les pertes en cours de traitement.

Dans les deux cas, les prévisions tiennent compte de la capacité de production estimative des réserves achetées et de la productibilité supplémentaire de  $566 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$  ( $20 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$ ) par jour que Shell peut obtenir de Waterton aux termes d'un accord conclu avec Alberta and Southern. Les données indiquent que Shell sera en mesure de satisfaire à ses besoins globaux, malgré la possibilité d'une légère déficience de sa capacité de production en 1998. Shell a cependant affirmé qu'elle pourrait puiser dans les ressources de ses autres propriétés ou acheter des réserves supplémentaires afin de pallier à toute carence éventuelle.

## **7.3 Marché, ententes commerciales et approbations réglementaires**

### **7.3.1 Marchés**

Shell a demandé l'autorisation d'exporter du gaz en vue de le vendre à Salmon, une de ses filiales en propriété exclusive, qui s'occupe d'importer et d'acheter du gaz naturel et de le revendre à divers marchés américains. Ainsi, Salmon revendra le gaz à deux clients situés à Ventura (Iowa), soit Midwest Gas et Enron.

#### **7.3.1.1 Marché de Midwest Gas**

Midwest Gas est une société de transport et de distribution qui fait affaires dans le Midwest américain. Il s'agit de la division du gaz naturel de Iowa Public Service Company, une entreprise de services publiques réglementée qui exploite également un service d'électricité en Iowa et dans le Dakota-Sud. Midwest Gas exploite un réseau de distribution de 11 000 milles desservant quelque 356 000 clients répartis dans l'Iowa, le Minnesota, le Dakota-sud et le Nebraska. En 1990, les clients du segment résidentiel du marché de Midwest Gas représentaient environ 53 pour cent de ses ventes totales de gaz naturel par volume, tandis que ses clients des segments commercial et industriel y comptaient pour 31 pour cent et 16 pour cent, respectivement. Toujours en 1990, Midwest Gas a assuré le transport de  $275 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  ( $9,7 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ) de gaz naturel.

Midwest Gas prévoit que ses besoins en gaz demeureront constants au cours des cinq prochaines années. Ses modalités d'approvisionnement actuelles, dont la présente entente avec Salmon, devraient lui permettre de répondre aux besoins de ses clients dans un avenir prévisible. Au cours des cinq dernières années, Midwest Gas a diversifié son portefeuille d'approvisionnement en remplaçant certains de ses achats auprès de sociétés pipelinières par des achats directs auprès de producteurs, comme c'est le cas de l'accord avec Shell. Midwest Gas achète aussi du gaz sur le marché du disponible. Cette façon de procéder est conforme à son objectif : maintenir un juste équilibre entre un approvisionnement garanti et la recherche de prix concurrentiels.

Le gaz que Midwest Gaz achèterait de Shell représenterait environ huit pour cent de ses besoins d'approvisionnement annuels. Aux termes du contrat Shell/Salmon, Midwest Gaz prévoit prendre le gaz suivant un facteur de charge de 80 pour cent. La société a établi cette prévision en posant comme

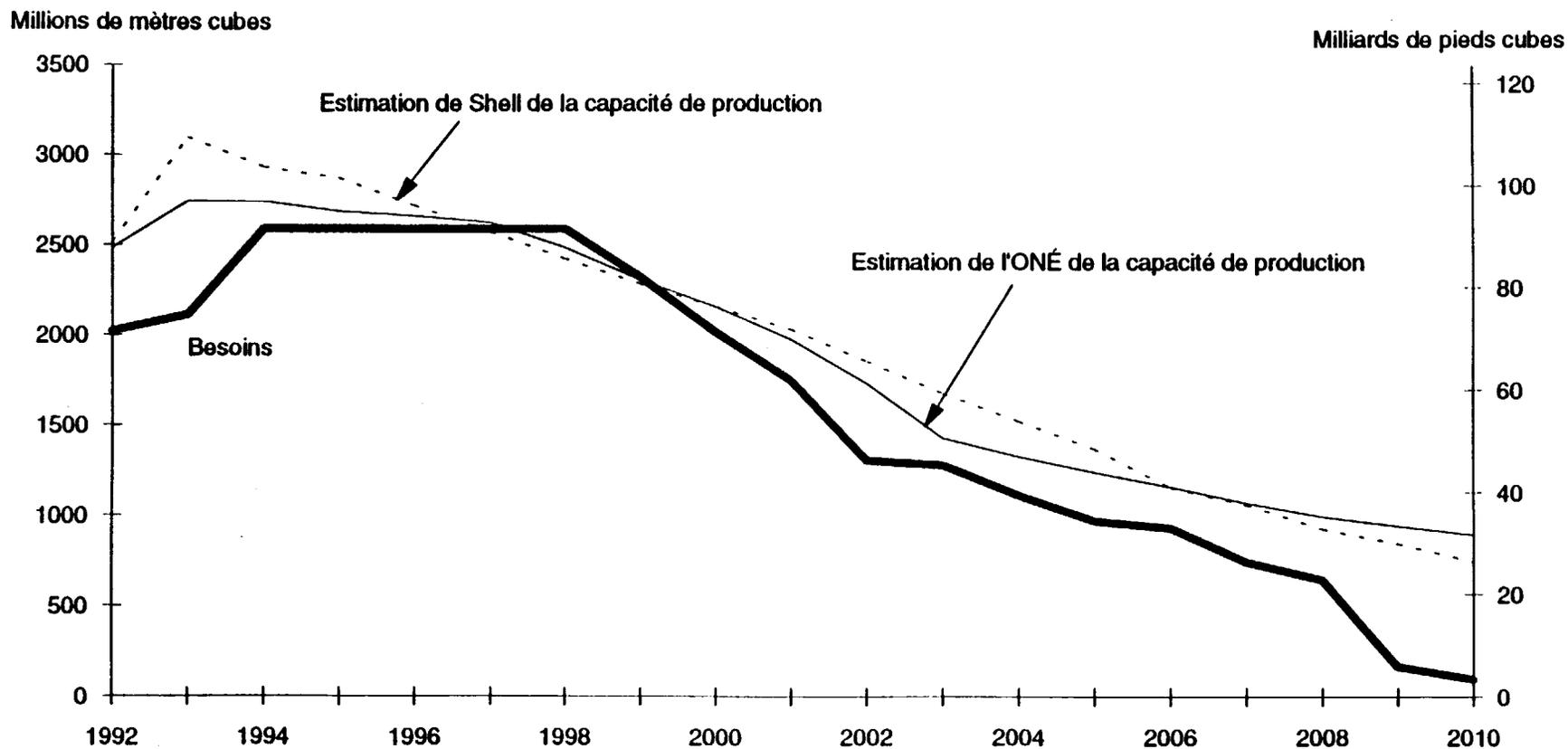
prémisse que ce gaz remplacerait celui qu'elle achète actuellement de diverses sociétés pipelinières américaines et qu'il lui faudra payer des frais de couverture de déficit à Shell/Salmon, si ses prises aux termes du contrat sont inférieures à 80 pour cent de la QJM globale au cours d'une année donnée. Midwest Gas a fait observer que puisque ce volume ne représente qu'une petite partie de son portefeuille d'approvisionnement global, elle n'envisageait pas de circonstances qui obligerait à abaisser ce facteur de charge.

### **7.3.1.2 Marché d'Enron**

Enron est une société de commercialisation de gaz qui dessert divers marchés partout aux États-Unis, dont un noyau important est situé dans le Midwest américain. C'est une filiale d'Enron Corp. qui exploite le plus important système de transport de gaz naturel aux États-Unis. Enron achète du gaz naturel de producteurs, de négociants, d'usines de traitement et de sociétés de commercialisation aux États-Unis et au Canada. Ses clients regroupent des sociétés de distribution, des consommateurs industriels, des services publics, des centrales d'électricité indépendantes et d'autres entreprises de commercialisation. Les ententes de vente d'Enron, qui consistaient essentiellement en du service interruptible il y a cinq ans, représentent aujourd'hui une combinaison à peu près égale de ventes garanties et de ventes interruptibles. Enron utilise des installations de stockage pour pouvoir respecter ses obligations garanties et faire face aux fluctuations dans la demande du marché et l'approvisionnement disponible.

Pour 1991, Enron a prévu des ventes journalières moyennes de plus de  $15\,000\ 10^3\text{m}^3$  ( $530\ 10^6\text{pi}^3$ ) dans le Midwest américain, dont plus de  $7\,500\ 10^3\text{m}^3$  ( $265\ 10^6\text{pi}^3$ ) consisteraient en des ventes garanties. La société a fourni des prévisions des ventes garanties à ce marché pour la période allant du début de 1992 à la fin de 1995, et celles-ci laissent prévoir que les ventes garanties journalières pourraient doubler, passant de  $15\,000\ 10^3\text{m}^3$  ( $530\ 10^6\text{pi}^3$ ) à plus de  $30\,550\ 10^3\text{m}^3$  ( $1\,078,4\ 10^6\text{pi}^3$ ), par suite de la conversion des ventes interruptibles en ventes garanties pendant les années en question.

**Figure 7-1**  
**Comparaison des estimations de Shell et de l'ONÉ**  
**relatives à la capacité de production annuelle**



Enron a d'autre part fait observer que sa décision d'acheter du gaz canadien de Shell/Salmon fait partie de sa stratégie en vue de diversifier son portefeuille et d'obtenir ainsi des sources d'approvisionnement fiables à long terme pour ses clients. La majeure partie du gaz serait vendue dans le Midwest américain, le reste servant à approvisionner divers marchés en Californie et, éventuellement, dans l'est des États-Unis. Les volumes achetés aux termes du présent accord représentent environ 1 pour cent des besoins globaux d'Enron pour les marchés du Midwest américain. Compte tenu que le gaz serait vendu exclusivement à ces marchés, qu'Enron subirait des pénalités contractuelles si ses achats étaient inférieurs à 100 pour cent de la quantité prévue et que le volume en question ne représente qu'un faible pourcentage de l'ensemble de son portefeuille d'approvisionnement, Enron s'attend à ce que le gaz soit pris selon un facteur de charge de 100 pour cent durant toute la période de l'entente. Selon Enron, ce facteur de charge ne pourrait être fléchi que dans des circonstances particulières, telles qu'une réduction considérable de sa part du marché national, des interruptions majeures et prolongées des pipelines, des modifications à la réglementation canadienne et américaine ou encore des fluctuations imprévues et importantes des prix.

### 7.3.2 Transport

Shell ferait transporter le gaz proposé pour l'exportation par NOVA, qui lui fournit des services garantis pour le transport du gaz en Alberta, jusqu'au point d'interconnexion avec le réseau de Foothills, à McNeil (Alberta). Des copies des ententes de transport par le réseau de NOVA, intervenues entre Shell et les six autres producteurs qui fournissent du gaz dans le cadre du projet, ont été déposées auprès de l'Office en même temps que la demande. Depuis McNeil (Alberta), le gaz serait acheminé par le réseau de Foothills vers la frontière internationale, à Monchy (Saskatchewan). Le 15 novembre 1990, Shell et Foothills ont signé un contrat de service garanti («SG») pour le transport de  $862,6 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $30,4 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) par jour, pour une période de quinze ans commençant le 1<sup>er</sup> novembre 1991.

Aux États-Unis, le transport du gaz serait assuré par Northern Border, depuis le point d'interconnexion avec Foothills, à Monchy (Saskatchewan), jusqu'à Ventura (Iowa). Salmon, qui prend livraison du gaz à la frontière internationale, a signé, le 7 avril 1989, une entente de SG avec Northern Border prévoyant le transport de  $850 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $30,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour, pendant quinze ans, jusqu'à Ventura (Iowa). Midwest Gas et Enron prendraient livraison du gaz à cet endroit. Les installations requises dans le réseau de Northern Border pour assurer le transport du gaz ont été approuvées par la FERC le 31 octobre 1990.

Le gaz destiné à Midwest Gas sera transporté par Northern Natural aux divers points de livraison du réseau de Midwest Gas dans les États de l'Iowa, du Minnesota, du Dakota-Sud et du Nebraska, suivant une entente de service garanti intervenue entre les deux parties. L'entente prévoit le transport de  $520 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $18,4 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) par jour pendant une période de neuf ans et comprend une clause permanente de reconduction. Au moment de l'audience, Midwest Gas a précisé qu'il a demandé à Northern Natural de transporter les  $55 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $1,9 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz restants par jour et qu'il a reçu à cet égard une confirmation verbale. L'entente définitive sera déposée aussitôt qu'elle aura été signée.

Les volumes de gaz destinés à Enron seraient transportés depuis Ventura (Iowa) jusqu'aux marchés d'Enron par le réseau de Northern Natural ou, si le contrat de vente et d'achat de gaz était modifié, par le réseau de NGPL. Enron a affirmé qu'elle dispose d'ententes de service de transport avec diverses sociétés pipelinières des États-Unis et qu'elle est bien placée sur la liste d'attente d'autres sociétés. Enron a ajouté qu'une importante partie du gaz qu'elle vend dans le Midwest américain est

acheminée aux termes d'accords de service garanti que ses clients ont eux-mêmes conclus auprès de diverses sociétés pipelinières et que ceux-ci suffiraient pour assurer le transport du gaz acheté de Shell/Salmon jusqu'à ses marchés du Midwest et, au besoin, jusqu'en Californie.

### **7.3.3 Contrats de vente de gaz**

Dans un premier temps, Shell vendrait le gaz à exporter à Salmon, à Monchy (Saskatchewan), selon deux ententes distinctes, dont l'une prévoit la revente à Midwest Gas et l'autre, la revente à Enron. Le gaz serait ensuite revendu à Ventura (Iowa), conformément aux ententes que Salmon a conclues avec Midwest Gas et Enron. Ces deux ententes sont examinées ci-après.

#### **7.3.3.1 Contrat de vente de gaz intéressant Shell, Salmon et Midwest Gas**

Le gaz naturel destiné à Midwest Gas serait vendu selon une entente de vente et d'achat signée le 1<sup>er</sup> mars 1991 par Shell et Salmon. Le contrat prévoit l'achat, à Monchy (Saskatchewan), de  $575 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $20,3 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour pendant une période de quinze ans, laquelle période commencera le 1<sup>er</sup> novembre 1991, le jour où toutes les conditions suspensives du contrat Salmon/Midwest auront été remplies, ou à la date de mise en service des installations visées, la date la plus tardive étant retenue. Le prix à payer à Shell correspond à celui que paiera Midwest Gas, moins les frais de transport par le réseau de Northern Border, moins les frais de commercialisation de Salmon qui sont de 1,5 pour cent.

Une fois livré à Ventura (Iowa), le gaz sera revendu par Salmon à Midwest Gas conformément à une entente de vente et d'achat signée le 31 janvier 1991. Les modalités et les volumes du contrat sont identiques à ceux du contrat conclu par Shell et Salmon. Les conditions suspensives qui devront être remplies ou auxquelles les parties devront renoncer au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 1992 consistent dans l'obtention de toutes les approbations réglementaires canadiennes et américaines pertinentes, la validation d'un contrat d'approvisionnement liant Salmon et Shell et la conclusion, par Midwest Gas, des ententes de service de transport garanti voulues avec des sociétés pipelinières en aval de Ventura (Iowa).

Le système de tarification en deux parties prévu aux termes du contrat de Salmon/Midwest comprend une composante-demande et une composante-produit.

Indépendamment de la quantité de gaz achetée, Midwest Gas devra payer mensuellement des frais liés à la demande (facturation minimale), qui correspondront à la plus élevée des deux sommes suivantes : soit le montant des frais mensuels de transport garanti par les réseaux de NOVA et de Foothills, soit la somme de 308 730 \$ US, c'est-à-dire 0,50 \$ US/10<sup>6</sup>Btu (0,47 \$ US/GJ) multiplié par la QCJ pour chaque jour du mois. La composante-demande n'est pas sujette à être renégociée dans le cadre du contrat.

La composante-produit égalera 94 pour cent du taux commercial applicable à la Zone-1 de Northern Natural pour le mois courant, tel qu'il a été approuvé par la FERC, moins la somme des éléments suivants : taux de transport FT-1 de Northern Natural approuvé par la FERC, frais associés au gaz non comptabilisé et frais d'utilisation de combustible de Northern Natural, la composante-demande décrite dans le paragraphe précédent. La composante-produit peut être renégociée avant la cinquième et la dixième année du contrat. Si les parties ne parviennent pas à s'entendre sur une nouvelle composante-produit dans les trente jours précédant la fin des années en question, le contrat sera résilié.

En plus des possibilités de renégociation précitées, Midwest Gas peut demander la renégociation de la composante-produit si, durant quatre mois consécutifs, le taux commercial de Northern Natural dépasse de 120 pour cent le prix de référence mensuel, lequel se définit comme la somme :

- a) du cours moyen du disponible, d'après les indices des prix du marché du disponible pour le mois courant, publiés dans le bulletin Inside FERC pour des pipelines choisis du Midwest américain;
- b) du taux courant du transport interruptible depuis le gisement de Northern Natural jusqu'à la zone du marché, calculé en fonction d'une distance de 200 milles;
- c) du taux du gaz IT-1 FERC de Northern Natural, établi selon le tarif en vigueur pour la zone du marché;
- d) d'une indemnité de 3,5 pour cent pour l'utilisation de combustible et le gaz non comptabilisé.

Ce prix de référence doit servir d'outil de comparaison pour l'établissement d'un prix qui ne dépasse pas de plus de 20 pour cent le cours du disponible dans le marché de Midwest Gas. Faute de s'entendre sur un prix renégocié, les parties devront recourir à l'arbitrage exécutoire.

Aux termes du contrat, Midwest Gas doit acheter 80 pour cent de la QJM globale dans une année contractuelle donnée, ou payer 20 pour cent de la composante-produit en vigueur durant le dernier mois de l'année en question pour chaque  $10^6$  Btu manquant, si la prise réelle a été inférieure à 80 pour cent. Midwest Gas peut acheter les volumes non pris au cours de l'année suivante, au nouveau prix courant, et ce prix sera alors déduit du paiement de couverture de déficit qu'elle aurait versé. Salmon, pour sa part, est tenue de payer une pénalité de sous-livraison pour couvrir tout coût supplémentaire lié au remplacement du gaz non livré. Elle doit également rajuster les frais liés à la demande en période de sous-livraison.

Le prix estimatif qui aurait eu cours à la frontière de l'Alberta au 1<sup>er</sup> mars 1991, aux termes du présent contrat, s'établit à 1,13 \$ CAN/GJ (1,21 \$ CAN/ $10^6$  Btu).

### **7.3.3.2 Contrat de vente de gaz intéressant Shell, Salmon et Enron**

Le gaz naturel destiné à Enron serait vendu aux termes d'une entente de vente et d'achat signée le 31 mars 1991 par Shell et Salmon. Le contrat prévoit l'achat, à Monchy (Saskatchewan), de  $275 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $9,7 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour pendant une période de dix ans, laquelle période commence le 1<sup>er</sup> novembre 1991, le jour où toutes les conditions suspensives du contrat Salmon/Midwest auront été remplies ou à la date de la mise en service des installations visées, la plus tardive de ces dates étant retenue. Le prix à payer à Shell correspond à celui que paiera Enron, moins les frais de transport par le réseau de Northern Border et moins les frais de commercialisation de Salmon qui sont de 1,5 pour cent.

Une fois livré à Ventura (Iowa), le gaz sera revendu par Salmon à Enron conformément à une entente de vente et d'achat signée le 31 mars 1991. Les modalités et les volumes du contrat sont identiques à ceux du contrat conclu par Shell et Salmon. Le contrat entre Salmon et Enron prévoit plusieurs conditions suspensives qui devront être remplies ou auxquelles les parties devront renoncer au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 1992. Celles-ci comprennent : a) la conclusion par Shell et Salmon des arrangements nécessaires pour le transport jusqu'à Ventura (Iowa); b) la conclusion, par Enron ou son représentant attitré, des arrangements requis pour le transport en aval de Ventura (Iowa); et c) l'obtention des

approbations réglementaires américaines voulues pour l'importation du gaz et son transport jusqu'à Ventura (Iowa).

Le prix que devra payer Enron est fondé sur une tarification en deux parties qui correspond à la somme d'une composante-demande, égale aux coûts encourus par Salmon pour la réservation d'un service transport garanti par Northern Border jusqu'à concurrence de 0,50 \$ US/10<sup>6</sup> Btu (0,47 \$ US/GJ), et d'une composante-produit à deux volets, fondée sur le marché garanti d'Enron en Californie et le marché du disponible dans le Midwest américain.

Le volet I de la composante-produit est égal au prix de référence de la Californie, moins le coût du transport interruptible à contre-courant assuré par le réseau de Northern Natural depuis Ventura (Iowa) jusqu'aux points d'interconnexion avec El Paso Natural Gas Co. ou Transwestern Pipeline Co., et moins la composante-demande décrite plus haut. Le tarif du service à contre-courant a été plafonné à 0,18 \$ US/10<sup>6</sup> Btu (0,17 \$ US/GJ) en été et à 0,28 \$ US/10<sup>6</sup> Btu (0,26 \$ US/GJ) en hiver. Le prix de référence de la Californie est défini comme étant le prix moyen pondéré réel du gaz pour les ventes garanties d'Enron auprès de son marché californien, aux termes de contrats dont la durée est d'au moins un an. Ces contrats doivent prévoir des pénalités de non-exécution et un prix de vente fixé pour au moins trois mois, ou ils doivent être associés à un indice des prix du gaz.

Le volet II de la composante-produit est égal à un prix de référence mensuel, moins les frais de commercialisation de 0,05 \$ US/10<sup>6</sup> Btu (0,05 \$ US/GJ) d'Enron pour le gaz acheté durant le mois. Le prix de référence mensuel se définit comme la somme des prix moyens du marché du disponible pour certaines pipelines du Midwest américain, publiés dans Inside FERC, plus le taux du service de transport interruptible depuis le gisement de Northern Natural jusqu'à la zone du marché, calculé en fonction d'une distance de 200 milles, plus une indemnité de 1,25 pour cent au titre de l'utilisation du combustible et du gaz non comptabilisé.

Aux termes du contrat, Enron doit acheter 100 pour cent de la quantité contractuelle mensuelle ou payer 20 pour cent du prix de référence mensuel pour chaque 10<sup>6</sup>Btu non pris. Pour sa part, Shell doit payer une pénalité identique pour chaque 10<sup>6</sup>Btu de la quantité contractuelle mensuelle qu'elle ne livre pas et doit en outre réduire la composante-demande mensuelle en conséquence. Enron doit acheter au moins 65 pour cent de sa prise annuelle de gaz au prix du volet I, sinon elle doit payer des indemnités de rajustement, correspondant à la différence entre les prix des volets I et II, de manière à obtenir l'équivalent des 65 pour cent à la fin de chaque année.

Les parties peuvent renégocier les prix avant la fin des cinq premières années du contrat, afin de déterminer les clauses de tarification qui s'appliqueront pendant les cinq années suivantes. Chacune des parties peut décider de mettre fin au contrat au terme des cinq premières années contractuelles, s'il leur est impossible de s'entendre sur un prix renégocié six mois avant la fin de ces cinq premières années. De plus, l'une ou l'autre des parties peut demander la renégociation du cours moyen du disponible prévu dans le volet II si les déterminants n'existent plus ou s'ils ne reflètent plus les conditions du marché. En cas d'échec des négociations, les parties peuvent recourir à l'arbitrage exécutoire.

Le prix estimatif qui aurait eu cours à la frontière de l'Alberta au 1<sup>er</sup> mars 1991, aux termes du présent contrat, s'établit à 1,03 \$ CAN/GJ (1,10 \$ CAN/10<sup>6</sup>Btu).

### **7.3.4 Approbations réglementaires**

Le gaz qu'il est proposé d'exporter serait transporté depuis la province de l'Alberta, conformément au permis d'acheminement GR89-47A de Shell, délivré par la FERC le 13 décembre 1990, qui prévoit le transport du gaz jusqu'au 30 juin 2010. Le 25 juin 1991, Shell a demandé à l'OCREA de modifier ce permis afin d'y inclure le gaz qu'elle propose de vendre à Midwest Gas et à Enron.

À la mi-juillet 1991 devait être déposée auprès du DOE/FE une demande en vue d'obtenir une autorisation d'importation pour une période de quinze ans dans le cas de Midwest Gas et de dix ans dans le cas d'Enron.

Le 31 octobre 1990, Northern Border a reçu l'autorisation demandée à la FERC à l'égard de ses installations (dossier n° CP89-576-001), lesquelles devraient être en service dès le 1<sup>er</sup> novembre 1991.

## **7.4 Opinion de l'Office**

Selon les estimations de l'Office, les réserves de Shell sont supérieures à ses besoins globaux et tout indique que la capacité de production sera suffisante pour répondre aux besoins pendant la durée des licences demandées, à l'exception d'une année où la compagnie pourrait accuser une légère déficience. L'Office convient que Shell pourra remédier à toute carence dans sa capacité de production en puisant dans les ressources de ses propres propriétés ou en achetant des réserves supplémentaires. L'Office estime donc que l'approvisionnement de Shell est en rapport avec ses besoins.

L'Office reconnaît que le contrat de vente proposé avec Salmon, qui prévoit la revente à Midwest Gas et à Enron, représente un marché à long terme stable pour le gaz canadien. Étant donné que les volumes associés aux deux projets de vente et les clauses relatives à l'établissement de prix concurrentiels ne représentent pas une partie importante des portefeuilles d'approvisionnement des deux utilisateurs ultimes, l'Office estime que la compression éventuelle de ces marchés ne se répercuterait pas exclusivement sur ces ventes canadiennes.

L'Office souligne que les modalités de transport au Canada ont été convenues et que toutes les ententes de transport sont maintenant définitives. Dans le cas des États-Unis, Salmon a conclu un contrat de capacité garantie, avec Northern Border pour les volumes proposés. Midwest Gas et Enron ont toutes deux fait la preuve qu'elles avaient prévu, par la signature d'ententes de service garanti, le transport de la majeure partie des volumes proposés.

Ayant examiné les modalités relatives aux ventes à l'exportation, p. ex., Shell/Salmon/Midwest Gas et Shell/Salmon/Enron, l'Office conclut que tous les contrats devraient être durables et que le gaz sera sans doute pris selon des facteurs de charge élevés pendant toute la période visée. Il croit par ailleurs que les composantes-demandes prévues permettront de recouvrer les coûts de transport canadiens.

Bien qu'il ne puisse conclure que les ententes engageant Shell/Salmon aient été négociées entre entreprises indépendantes, l'Office, après examen des accords de revente ou accords avec des tiers et compte tenu de la continuité des dispositions contractuelles, s'est déclaré satisfait que les ententes avaient été conclues dans des conditions de pleine concurrence.

Enfin, l'Office est satisfait des dispositions prises pour satisfaire aux processus de réglementation canadiens et américains et ne croit pas que la réalisation du projet d'exportation sera entravée.

## **7.5 Décision**

L'Office a décidé de délivrer deux licences d'exportation de gaz à Shell, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités des licences sont énoncées à l'annexe I et elles prévoient notamment une clause portant que chaque licence entrera en vigueur à la date de l'approbation par le gouverneur en conseil et expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1994, sauf si les exportations commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1994 ou avant, auquel cas les licences prendraient fin dix ans ou quinze ans après leurs dates de commencement respectives.

# Chapitre 8

## Décision

---

Les chapitres qui suivent énoncent la décision et les motifs de décision de l'Office, volume II, en ce qui concerne les demandes d'autorisation d'exporter entendues par l'Office dans le cadre de l'instance GH-3-91.

R. Illing  
Membre et président

W.G. Stewart  
Membre

C. Bélanger  
Membre

Calgary (Canada)  
mars 1992

# Annexe I

## Modalités des licences qui seront délivrées

---

### Modalités de la licence devant être délivrée à la Amoco Canada Petroleum Company Ltd.

1. La licence entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1992 ou le jour de la première livraison de gaz, la date la plus tardive étant retenue, et expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1994, sauf si les exportations commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1994 ou avant, auquel cas la licence prendrait fin dix ans après la date de commencement.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée aux termes de la présente licence ne doit pas dépasser
  - (a) 424 900 mètres cubes au cours d'un jour donnée;
  - (b) 155 100 000 mètres cubes au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - (c) 1 551 000 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
3.
  - (a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qu'Amoco Canada peut exporter aux termes de la présente licence au cours d'une période donnée de vingt-quatre heures peut dépasser de 10 pour cent la quantité maximale journalière prévue à la condition 2.
  - (b) Quant à l'écart admissible, la quantité qu'Amoco Canada peut exporter aux termes de la présente licence au cours d'une période donnée de douze mois consécutifs peut dépasser de deux pour cent la quantité maximale annuelle prévue à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la présente licence doit être livré au point d'exportation près d'Emerson, au Manitoba.

### Modalités de la licence devant être délivrée à Canadian Occidental Petroleum Ltd.

1. La licence entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1992 ou le jour de la première livraison de gaz, la date la plus tardive étant retenue, et expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1994, sauf si les exportations commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1994 ou avant, auquel cas la licence prendrait fin dix ans après la date de commencement.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée aux termes de la présente licence ne doit pas dépasser:
  - (a) 212 500 mètres cubes au cours d'un jour donnée;
  - (b) 77 500 000 mètres cubes au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - (c) 775 500 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.

3. (a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité que CanadianOxy peut exporter aux termes de la présente licence au cours d'une période donnée de vingt-quatre heures peut dépasser de 10 pour cent la quantité maximale journalière prévue à la condition 2.
- (b) Quant à l'écart admissible, la quantité que CanadianOxy peut exporter aux termes de la présente licence au cours d'une période donnée de douze mois consécutifs peut dépasser de deux pour cent la quantité maximale annuelle prévue à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la présente licence doit être livré au point d'exportation près d'Emerson, au Manitoba.

### **Modalités de la licence devant être délivrée à ProGas Limited pour la revente de gaz à Lockport Energy**

1. La licence entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1992 et expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1994, sauf si les exportations commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1994 ou avant, auquel cas la licence prendrait fin le 1<sup>er</sup> novembre 2007.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée aux termes de la présente licence ne doit pas dépasser:
  - (a) 339 934 mètres cubes au cours d'un jour donnée;
  - (b) 124 075 760 mètres cubes au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - (c) 1 861 136 400 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
3. (a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité que ProGas peut exporter aux termes de la présente licence au cours d'une période donnée de vingt-quatre heures peut dépasser de 10 pour cent la quantité maximale journalière prévue à la condition 2.
- (b) Quant à l'écart admissible, la quantité que ProGas peut exporter aux termes de la présente licence au cours d'une période donnée de douze mois consécutifs peut dépasser deux pour cent maximale annuelle prévue à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la présente licence doit être livré au point d'exportation près de Niagara Falls, en Ontario.

### **Modalités de l'ordonnance devant être émise à ProGas Limited pour modifier la licence d'exportation GL-129**

1. La présente ordonnance prendra effet le 1<sup>er</sup> novembre 1992 ou à la date de l'approbation par le gouverneur en conseil de la nouvelle licence devant être délivrée à ProGas Limited pour 50 projet de vente à Lockport Energy Associates, L.P., la date la plus tardive étant retenue.
2. La licence GL-129 sera modifiée par l'annulation de la condition 2, laquelle sera remplacée par le libellé suivant:
  - « 2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz pouvant être exportée aux termes de la présente licence ne doit pas dépasser:

- (a) 2 521 116 mètres cubes au cours d'un jour donnée;
- (b) 920 224 300 mètres cubes au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
- (c) 13 804 160 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence. »

### **Modalités de la licence devant être délivrée à ProGas Limited pour les ventes à NSPW**

1. La licence entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1992 et expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1994, à moins que les exportations ne commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1994 ou avant, auquel cas la licence prendra fin le 31 octobre 2002.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée aux termes de la présente licence ne doit pas dépasser:
  - (a) 212 458 mètres cubes au cours d'un jour donnée;
  - (b) 77 547 170 mètres cubes au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - (c) 775 471 700 mètres cubes durant la période de la licence.
3.
  - (a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité que ProGas peut exporter aux termes de la présente licence au cours d'une période donnée de vingt-quatre heures peut dépasser de 10 pour cent la quantité maximale journalière prévue à la condition 2.
  - (b) Quant à l'écart admissible, la quantité que ProGas peut exporter aux termes de la présente licence au cours d'une période donnée de douze mois consécutifs peut dépasser de deux pour cent la quantité maximale annuelle prévue à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la présente licence doit être livré au point d'exportation près d'Emerson, au Manitoba.

### **Modalités de la licence devant être délivrée à Shell Canada Limited pour les ventes à Enron**

1. La licence entrera en vigueur à la date de l'approbation par le gouverneur en conseil et expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1994, à moins que les exportations ne commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1994 ou avant, auquel cas la licence prendrait fin dix ans après la date de commencement.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée aux termes de la présente licence ne doit pas dépasser:
  - (a) 278 000 mètres cubes au cours d'un jour donnée;
  - (b) 102 000 000 mètres cubes au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - (c) 1 014 000 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.

3. (a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité que Shell peut exporter aux termes de la présente licence au cours d'une période donnée de vingt-quatre heures peut dépasser de 10 pour cent la quantité maximale journalière prévue à la condition 2.
- (b) Quant à l'écart admissible, la quantité que Shell peut exporter aux termes de la présente licence au cours d'une période donnée de douze mois consécutifs peut dépasser de deux pour cent la quantité maximale annuelle prévue à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la présente licence doit être livré au point d'exportation près de Monchy, en Saskatchewan.

### **Modalités de la licence devant être délivrée à Shell Canada Limitée pour les ventes à Midwest Gas**

1. La licence entrera en vigueur à la date de l'approbation par le gouverneur en conseil et expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1994, à moins que les exportations ne commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1994 ou avant, auquel cas la licence prendrait fin quinze ans après la date de commencement.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée aux termes de la présente licence ne doit pas dépasser:
  - (a) 580 000 mètres cubes au cours d'un jour donnée;
  - (b) 212 000 000 mètres cubes au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - (c) 3 181 000 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
3. (a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité que Shell peut exporter aux termes de la présente licence au cours d'une période donnée de vingt-quatre heures peut dépasser de 10 pour cent la quantité maximale journalière prévue à la condition 2.
- (b) Quant à l'écart admissible, la quantité que Shell peut exporter aux termes de la présente licence au cours d'une période donnée de douze mois consécutifs peut dépasser de deux pour cent la quantité maximale annuelle prévue à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la présente licence doit être livré au point d'exportation près de Monchy, en Saskatchewan.