



Office national de l'énergie

Motifs de décision

Androscoggin Energy LLC

PanCanadian Petroleum Limited

ProGas Limited

Vermont Gas Systems, Inc.

**Wascana Energy Inc. et Rock-Tenn Company,
Mill Division, Inc.**

GHW-2-97

Janvier 1998

Exportations de gaz

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

Androscoggin Energy LLC

PanCanadian Petroleum Limited

ProGas Limited

Vermont Gas Systems, Inc.

**Wascana Energy Inc. et Rock-Tenn Company,
Mill Division, Inc.**

Demandes de licences d'exportation de gaz
naturel en vertu de la partie VI de la *Loi sur
l'Office national de l'énergie*

GHW-2-97

Janvier 1998

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 1998
représenté par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/1988-1F
ISBN 0-662-82567-5

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du:

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

En personne, au bureau de l'Office:

Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 1998
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-1/1998-1E
ISBN 0-662-26450-9

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

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

For pick-up at the NEB office:

Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Liste des tableaux	ii
Liste des annexes	ii
Abréviations	iii
Exposé et comparutions	v
1. Demandes d'exportation de gaz naturel - Partie VI	1
1.1 Les demandes	1
2. Méthode axée sur les conditions du marché	3
2.1 Audiences publiques	3
2.2 Suivi	4
2.3 Calcul des excédents selon la MACM	5
3. Clauses de temporisation	7
3.1 Clauses de temporisation	7
4. Androscoggin Energy LLC	8
4.1 Résumé de la demande	8
4.2 Approvisionnement en gaz	8
4.2.1 Sources d'approvisionnement	8
4.2.2 Réserves	9
4.2.3 Capacité de production	9
4.3 Transport	9
4.4 Marché	9
4.5 Contrats de vente de gaz	10
4.6 État des autorisations des organismes de réglementation	11
5. PanCanadian Petroleum Limited	13
5.1 Résumé de la demande	13
5.2 Approvisionnement en gaz	14
5.2.1 Sources d'approvisionnement	14
5.2.2 Réserves	14
5.2.3 Capacité de production	14
5.3 Transport	14
5.4 Marchés	15
5.5 Contrats de vente de gaz	15
5.6 État des autorisations des organismes de réglementation	16
6. ProGas Limited	18
6.1 Résumé de la demande	18
6.2 Approvisionnement en gaz	19
6.2.1 Sources d'approvisionnement	19
6.2.2 Réserves	20
6.2.3 Capacité de production	20

6.3	Transport	20
6.4	Marchés	21
6.5	Contrats de vente de gaz	21
6.6	État des autorisations des organismes de réglementation	22
7.	Vermont Gas Systems, Inc.	24
7.1	Résumé de la demande	24
7.2	Approvisionnement en gaz	24
7.2.1	Sources d'approvisionnement	24
7.2.2	Réserves	24
7.2.3	Capacité de production	24
7.3	Transport	25
7.4	Marché	25
7.5	Contrat de vente de gaz	25
7.6	État des autorisations des organismes de réglementation	26
8.	Wascana Energy Inc. et Rock-Tenn Company, Mill Division, Inc.	28
8.1	Résumé de la demande	28
8.2	Approvisionnement en gaz	28
8.2.1	Sources d'approvisionnement	28
8.2.2	Réserves	28
8.2.3	Capacité de production	29
8.3	Transport	29
8.4	Marché	29
8.5	Contrat de vente de gaz	29
8.6	État des autorisations des organismes de réglementation	30
9.	Dispositif	32
Liste des tableaux		
1-1	Sommaire des licences sollicitées	2
Liste des annexes		
I	Conditions des licences qui seront délivrées	33

Abréviations

10 ⁶ Btu :	million de thermies britanniques
10 ¹² pi ³ :	billion de pieds cubes
10 ⁹ pi ³ :	milliard de pieds cubes
10 ⁶ pi ³ :	million de pieds cubes
10 ⁶ pi ³ /j :	million de pieds cubes par jour
AltaGas :	AltaGas Services Inc.
Androscoffin :	Androscoffin Energy LLC
ANG :	Alberta Natural Gas Company Ltd
Beau Canada :	Beau Canada Exploration Ltd.
DOE/FE :	Department of Energy, Office of Fossil Energy (États-Unis)
ÉIE :	évaluation des incidences de l'exportation
ÉMGN :	Évaluation du marché du gaz naturel
EUB :	Alberta Energy and Utilities Board
FERC :	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
Foothills :	Foothills Pipe Lines Ltd.
GHR-1-87 :	<i>Examen de la méthode de calcul des excédents de gaz naturel</i>
GHW-1-91 :	<i>Modifications proposées à l'application de la méthode de calcul axée sur les conditions du marché</i>
GHW-4-89 :	<i>Examen de certains aspects de la méthode de calcul axée sur les conditions du marché</i>
GJ :	gigajoule
GLGT	Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership
GMLP	Gaz Métropolitain and Company Limited Partnership
Loi :	Loi sur l'Office national de l'énergie

MACM :	méthode axée sur les conditions du marché
MW :	mégawatt
NG&E :	National Gas & Electric L.P.
Northern Border :	Northern Border Pipeline Company
NOVA	NOVA Gas Transmission Ltd.
ONÉ :	Office national de l'énergie
PCPC	PanCanadian Petroleum Company
PCPL	PanCanadian Petroleum Limited
PGT	Pacific Gas Transmission Company
PNGTS	Portland Natural Gas Transmission System
Producers Marketing :	Producers Marketing Ltd.
ProGas	ProGas Limited
ProGas U.S.A.	ProGas U.S.A. Inc.
QAM :	quantité annuelle minimale
QQC :	quantité quotidienne contractuelle
QQM :	quantité quotidienne maximale
Rapport technique :	L'Énergie au Canada - Offre et demande 1993-2010, Rapport technique
Renaissance	Renaissance Energy Ltd.
Rio Alto	Rio Alto Exploration Ltd.
Rock-Tenn	Rock-Tenn Company, Mill Division, Inc.
SG	service garanti
TransCanada :	TransCanada PipeLines Limited
TransGas :	TransGas Limited
Vermont Gas	Vermont Gas Systems, Inc.
Wascana	Wascana Energy Inc.

Exposé et comparutions

EN VERTU DE la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et de ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À des demandes de licences d'exportation de gaz naturel, présentées aux termes de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* par les compagnies suivantes :

Androscoggin Energy LLC; PanCanadian Petroleum Limited; ProGas Limited; Vermont Gas Systems, Inc.; Wascana Energy Inc. et Rock-Tenn Company, Mill Division, Inc.

AUX TERMES DE l'ordonnance d'audience GHW-2-97;

ENTENDU à Calgary (Alberta), par voie de mémoires.

DEVANT :

K.W. Vollman	membre président
A. Côté-Verhaaf	membre
R.J. Harrison	membre

MÉMOIRES PRÉSENTÉS PAR :

D.G. Davies	Androscoggin Energy LLC
Bryan E. Scheuler	

Nick Gretener	PanCanadian Petroleum Limited
Patricia A. McCunn-Miller	

Michelle Voinorosky	ProGas Limited
---------------------	----------------

D.G. Davies	Vermont Gas Systems, Inc.
Jonathan V. Mai	

Richard A. Neufeld	Wascana Energy Inc. & Rock-Tenn Company, Mill Division,
Diane Cameron	Inc.

Patricia French	Westcoast Gas Services Inc.
-----------------	-----------------------------

C. J. C. Page	Ministère de l'Énergie de l'Alberta
Stephen N. Eliot	

N. J. Schultz	Association canadienne des producteurs pétroliers
---------------	---

Paul A. Lovie	Duke Energy Marketing L.P.
---------------	----------------------------

Shelley Milutinovic	Foothills Pipe Lines Ltd.
---------------------	---------------------------

François G. Hébert	Gaz Métropolitain and Company Limited Partnership
--------------------	---

Patricia M. Cradock	Renaissance Energy Ltd.
Gordon W. Toews	TransCanada Gas Services
Paul R. Jeffrey	TransCanada PipeLines Limited
C. McKinnon	Office national de l'énergie

Chapitre 1

Demandes d'exportation de gaz naturel - Partie VI

1.1 Les demandes

Au cours de l'instance GHW-2-97, l'Office national de l'énergie (l'«Office» ou l'«ONÉ») a examiné six demandes en vue de l'octroi de huit licences d'exportation de gaz, présentées par les parties suivantes :

1. Androscoggin Energy LLC («Androscoggin»);
2. PanCanadian Petroleum Limited («PCPL - point d'exportation Monchy»);
3. PanCanadian Petroleum Limited («PCPL - point d'exportation Kingsgate»);
4. ProGas Limited («ProGas»), pour trois licences;
5. Vermont Gas Systems, Inc. («Vermont Gas»);
6. Wascana Energy Inc. et Rock-Tenn Company, Mill Division, Inc. («codemandeurs»)

Le tableau 1-1 résume toutes les demandes examinées au cours de l'instance GHW-2-97.

Tableau 1-1
Sommaire des licences sollicitées

Demande	Acheteur (type de marché)	Durée	Point d'exportation	Quantité maximales visées		
				Journ. 10 ³ m ³ (10 ⁶ pi ³)	Annuelle 10 ⁶ m ³ (10 ⁹ pi ³)	Globale 10 ⁶ m ³ (10 ⁹ pi ³)
1. Androscoggin	Inst. de cogén. à Jay, État du Maine	10 ans à compter du début des livr.	East Hereford (Québec)	1 242,2 (43,9)	453,4 (16,0)	4 534,0 (160,1)
2. PCPL (Kingsgate)	National Gas & Electric L.P. (port. de ventes à l'Ouest américain)	1 ^{er} novembre 1998 au 31 octobre 2008	Kingsgate (C.-B.)	2 727,4 (96,2)	996,2 (35,2)	9 962,0 (351,7)
3. PCPL (Monchy)	National Gas & Electric L.P. (port. de ventes au Midwest américain)	1 ^{er} novembre 1998 au 31 octobre 2008	Monchy (Sask.)	4 277,5 (151,0)	1 562,4 (55,2)	15 624,0 (551,5)
4. ProGas (Emerson)	ProGas U.S.A. (port. de ventes au Midwest américain)	1 ^{er} novembre 1998 au 31 octobre 2008	Emerson (Manitoba)	750,4 (26,5)	274,1 (9,7)	2 740,8 (96,8)
5. ProGas (Monchy)	ProGas U.S.A. (port. de ventes au Midwest américain)	1 ^{er} novembre 1998 au 31 octobre 2008	Monchy (Sask.)	849,6 (30,0)	310,3 (11,0)	3 103,2 (109,5)
6. ProGas (Kingsgate) ⁽¹⁾	(port. de ventes à l'Ouest américain)	1 ^{er} juillet 1998 au 1 ^{er} mars 2007	Kingsgate (C.-B.)	222,3 (7,9)	81,1 (2,9)	703,4 (24,8)
7. Vermont Gas	Vermont Gas' gaz du réseau	1 ^{er} novembre 1998 au 1 ^{er} novembre 2008	Philipsburg (Québec)	226,6 (8,0)	82,7 (2,9)	827,0 (29,2)
8. Codemandeurs ⁽¹⁾	Rock-Tenn Company, Mill Division, Inc.	1 ^{er} novembre 1998 au 31 octobre 2008	Philipsburg (Québec)	61,2 (2,2)	22,3 (0,8)	223,4 (7,9)

(1) Dans leur version modifiée.

Chapitre 2

Méthode axée sur les conditions du marché

Dans le cadre de l'examen d'une demande d'exportation de gaz ou de pétrole, l'Office est tenu, aux termes de l'article 118 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la «Loi»), de prendre en considération tous les facteurs qu'il juge pertinents. Entre autres, il doit établir, conformément au paragraphe 118(a), que la quantité de gaz devant être exportée ne dépasse pas l'excédent de la production, compte tenu des besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada et des perspectives de découverte de gaz au pays.

En juillet 1987, suivant un *Examen de la méthode de calcul des excédents de gaz naturel* («GHR-1-87»), l'Office a instauré une méthode d'examen, connue sous le nom de méthode axée sur les conditions du marché (la «MACM»), pour évaluer le bien-fondé des demandes de licences d'exportation de gaz. Cette méthode repose sur le principe voulant que le marché fonctionne généralement de manière à garantir que les Canadiens puissent satisfaire leurs besoins en gaz, à des prix de marché équitables. La MACM a été modifiée à l'issue des audiences publiques GHW-4-89 et GHW-1-91, sans que cela touche au principe sur lequel elle se fonde.

Selon la MACM, l'Office prendra deux mesures pour garantir que le gaz naturel devant faire l'objet d'une licence d'exportation représente un excédent par rapport aux besoins raisonnablement prévisibles au Canada et que l'exportation proposée est conforme à l'intérêt public : il tiendra des audiences publiques pour examiner les demandes de licences d'exportation de gaz naturel et il surveillera constamment l'utilisation d'énergie et l'évolution des marchés de l'énergie au Canada.

2.1 Audiences publiques

Au cours des audiences publiques, l'Office évalue si le marché fonctionne bien. Voici les trois composantes examinées par l'Office :

- 1) Méthode d'intervention en fonction des plaintes : L'Office doit examiner toute plainte de la part d'acheteurs canadiens de gaz qui s'opposent au projet d'exportation en alléguant qu'ils n'ont pas eu la possibilité d'acheter du gaz à des conditions semblables à celles de l'exportation proposée, y compris des prix équivalents. Ainsi, la méthode d'intervention en fonction des plaintes vise à garantir que les acheteurs canadiens de gaz qui sont actifs sur le marché ont accès au gaz à des conditions aussi favorables que celles qui sont offertes aux clients à l'exportation.
- 2) Évaluation des incidences de l'exportation («ÉIE») : L'ÉIE a pour objet d'aider l'Office à déterminer si un projet d'exportation risque d'empêcher les Canadiens de répondre à leurs besoins énergétiques à des prix de marché équitables. Elle fait ressortir l'impact du projet sur les marchés canadiens de l'énergie et du gaz naturel. La plus récente ÉIE, préparée par l'Office de concert avec l'industrie énergétique et d'autres parties, est présentée au chapitre 6 du rapport de l'ONÉ intitulé *L'énergie au Canada - Offre et demande 1993-2010 - Rapport technique*, paru en décembre 1994.

Tous les demandeurs visés par l'instance GHW-2-97 ont choisi de s'appuyer sur l'ÉIE produite par l'Office dans son Rapport technique de 1994.

- 3) Autres facteurs touchant l'intérêt public : pour établir si le projet d'exportation est dans l'intérêt public, l'Office évalue tous autres facteurs qu'il juge pertinents. Normalement, l'Office :
- évalue la probabilité que les volumes visés par la licence seront pris;
 - détermine si les contrats de vente sont susceptibles de durer;
 - examine si les contrats de vente de gaz ont été négociés entre entreprises indépendantes;
 - vérifie si la demande d'exportation de gaz a l'appui de producteurs;
 - vérifie si les contrats de vente de gaz prévoient le paiement des frais connexes de transport par les pipelines canadiens pendant la durée du contrat de vente;
 - établit qu'elle doit être la durée de la licence d'exportation, compte tenu de la suffisance de l'approvisionnement en gaz et des contrats connexes de transport et de vente à l'exportation.

Les facteurs susmentionnés sont des exemples des facteurs dont l'Office tient normalement compte au moment d'évaluer le bien-fondé d'une demande de licence d'exportation de gaz. Toutefois, l'Office peut, au cours d'une instance donnée, prendre en considération d'autres facteurs qu'il juge pertinents dans les circonstances.

Au cours de l'instance GHW-2-97, l'Office, dans le cadre de son examen des autres facteurs d'intérêt public, s'est penché sur les effets environnementaux éventuels des projets d'exportation. À cette fin, il a décidé de s'appuyer sur le critère du lien nécessaire, décrit dans la révision de sa décision GH-5-93 et dans les motifs de décision GH-3-94. Ce critère sert à établir la portée de l'évaluation, faite par l'Office, des effets environnementaux éventuels des projets d'exportation de gaz. L'Office examinera les effets environnementaux des nouvelles installations et activités en amont seulement s'il y a un lien nécessaire entre celles-ci et les besoins que suppose la licence d'exportation. Pour qu'un lien nécessaire existe, la licence d'exportation et les nouvelles installations ou activités en amont doivent être intégrées au point qu'elles sont jugées faire partie d'un même plan d'action.

2.2 Suivi

La MACM compte deux éléments principaux :

- 1) l'évaluation de l'offre et de la demande canadiennes d'énergie;
- 2) l'évaluation du marché du gaz naturel.

En vertu de la Loi, l'Office est tenu de suivre les perspectives quant à l'offre canadienne des principaux produits énergétiques, notamment l'électricité, le pétrole et le gaz ainsi que les produits dérivés, en plus de la demande d'énergie canadienne, au Canada et à l'étranger. Par conséquent, il

prépare et tient à jour des prévisions de l'offre et de la demande d'énergie, et publie, de temps à autre, des rapports après avoir obtenu les vues des gouvernements provinciaux, de l'industrie et d'autres parties.

Au nombre des questions examinées figurent les tendances dans la découverte de pétrole et de gaz naturel au Canada, l'évolution de la part du marché énergétique desservie par diverses formes d'énergie ainsi que les ajustements que supposent sur le marché du gaz naturel venant de différents scénarios d'offre et de demande. Ces questions, entre autres, sont abordées dans le rapport le plus récent de l'Office intitulé *L'énergie au Canada - Offre et demande 1993-2010 - Tendances et questions*, publié en juillet 1994, et le *Rapport technique* d'accompagnement.

Également dans le cadre du suivi, l'Office analyse l'évolution à court terme de l'offre, de la demande et des prix du gaz naturel. et publie des rapports sur les constatations. De façon générale, le rapport sur l'évaluation du marché du gaz naturel («ÉMGN») et les rapports statistiques connexes portent sur les faits nouveaux et les perspectives à court terme touchant les marchés du gaz naturel, la concurrence, l'utilisation des gazoducs pour le transport du gaz au Canada et à l'étranger, ainsi que l'ampleur de l'approvisionnement en gaz naturel.

2.3 Calcul des excédents selon la MACM

En résumé, l'Office juge que le gaz devant être exporté représente un excédent par rapport aux besoins du Canada dans la mesure où les conditions suivantes sont réunies :

- 1) aucune plainte n'a été déposée en vertu de la méthode d'intervention en fonction des plaintes;
- 2) l'ÉIE montre que les Canadiens n'auront pas de difficulté à répondre à leurs besoins énergétiques à un prix de marché équitable;
- 3) il n'y a aucune préoccupation majeure relativement à l'intérêt public, de l'avis de l'Office;
- 4) le suivi laisse croire que les marchés fonctionnent normalement et n'indique aucun problème lié à l'évolution de l'offre et de la demande qui émette un doute sur la capacité future des Canadiens de répondre à leurs besoins énergétiques.

Opinion de l'Office

Aucune plainte n'a été reçue à l'égard des demandes visées par l'instance GHW-2-97.

Pour ce qui concerne l'élément ÉIE de la MACM, la prévision globale de l'offre et de la demande pour la période portant jusqu'en 2010, contenue dans le Rapport technique de 1994 de l'Office, indique que les demandes en cause ne devraient pas empêcher les Canadiens de satisfaire leurs besoins énergétiques à des prix de marché équitables. Selon l'Office, la délivrance des licences sollicitées, pour l'exportation d'un volume total de $37,7 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ ($1,3 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$) de gaz, ne devrait pas affecter cette conclusion.

En ce qui a trait aux effets éventuels environnementaux des exportations projetées, l'Office a déterminé, dans le cadre de la présente instance, qu'il n'existe pas de lien nécessaire entre les licences sollicitées et des installations ou activités en amont.

Pour ce qui est des autres facteurs touchant l'intérêt public, la preuve de chaque demandeur est présentée dans le chapitre correspondant des présents motifs. Les constatations de l'Office concernant ces facteurs figurent dans la section «Opinion de l'Office», à la fin de chaque chapitre.

Les éléments de l'audience publique de la MACM, y compris la méthode d'intervention en fonction des plaintes, l'ÉIE et l'examen des autres facteurs d'intérêt public, conjugués au suivi constant effectué par l'Office à l'égard des activités de l'industrie, grâce à ses ÉMGN et à l'établissement de prévisions de l'offre et de la demande, permettent à l'Office de déterminer si le gaz devant être exporté représente un excédent par rapport aux besoins prévisibles des Canadiens.

Ayant pris tous ces facteurs en considération dans la présente instance, l'Office est convaincu que la quantité de gaz que les demandeurs proposent d'exporter ne dépasse pas l'excédent de production, une fois pris en compte les besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada et les perspectives de découverte de gaz au pays.

Chapitre 3

Clauses de temporisation

3.1 Clauses de temporisation

Lorsqu'il délivre une licence d'exportation de gaz, l'Office a pour pratique de fixer un délai dans lequel les exportations doivent débiter pour que la licence entre en vigueur pour toute la période approuvée par l'Office. Cette clause de temporisation, ainsi appelée parce que la licence prend fin si les exportations ne débiter pas dans le délai imparti, vise à ce que n'entrent en vigueur que les licences dans le cas desquelles l'acheminement du gaz commence dans un délai raisonnable après la décision. Dans le cadre de la présente instance, l'Office a consulté les demandeurs pour savoir s'ils acceptaient que leurs licences s'assortissent d'une clause de temporisation.

Suivant sa pratique habituelle, l'Office a fixé ce délai à deux ans à compter de la date prévue d'entrée en vigueur des licences.

Chapitre 4

Androscoggin Energy LLC

4.1 Résumé de la demande

Le 28 août 1997, Androscoggin Energy LLC («Androscoggin») a demandé à l'Office, conformément à la partie VI de la Loi, de lui délivrer une licence d'exportation de gaz naturel dont les modalités seraient les suivantes :

Période	-	dix ans à partir du 1 ^{er} novembre 1995 ou de la date de début des livraisons, selon la plus éloignée des deux dates
Point d'exportation	-	East Hereford (Québec)
Quantité quotidienne maximale	-	1 242,2 10 ³ m ³ (43,9 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	453,4 10 ⁶ m ³ (16,0 10 ⁹ pi ³)
Quantité globale maximale	-	4 534,0 10 ⁶ m ³ (160,1 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année

Le gaz qu'Androscoggin exporterait serait puisé dans les approvisionnements globaux des compagnies AltaGas Services Inc. («AltaGas»), Beau Canada Exploration Ltd. («Beau Canada»), Producers Marketing Ltd. («Producers Marketing»), Renaissance Energy Ltd. («Renaissance») et Rio Alto Exploration Ltd. («Rio Alto»). Le gaz serait transporté par le réseau de NOVA jusqu'à la frontière albertaine près d'Empress. TransCanada livrerait alors le gaz jusqu'au point d'exportation situé à East Hereford (Québec). À partir de la frontière internationale, le gaz serait acheminé par le Portland Natural Gas Transmission System («réseau PNGTS») jusqu'à l'installation de cogénération Androscoggin Energy Center située à Jay, dans l'État du Maine.

4.2 Approvisionnement en gaz

4.2.1 Sources d'approvisionnement

Androscoggin a affirmé que le gaz qu'elle se propose d'exporter proviendra des approvisionnements globaux de cinq producteurs en Alberta. Producers Marketing peut, quant à elle, utiliser des approvisionnements en gaz provenant de gisements de la Saskatchewan ou de la Colombie-Britannique à condition d'assurer le transport nécessaire.

4.2.2 Réerves

Androscoggin a présenté à l'Office l'estimation des réserves de chaque fournisseur qui avait été préparée par la EUB ou par un expert-conseil. Ces estimations des réserves restantes remontaient à la fin de 1996, exception faite de celle d'AltaGas qui a été établie en date du 8 août 1997. Ces estimations totalisaient $42\,327,4\ 10^6\text{m}^3$ ($1\,494,2\ 10^9\text{pi}^3$). Les réserves indiquées excédaient les besoins globaux devant être satisfaits à même ces réserves pendant la période d'exportation proposée, incluant les volumes réservés à Androscoggin.

4.2.3 Capacité de production

Androscoggin a présenté un état comparatif de la capacité de production et des besoins annuels de chaque producteur. Ces états comparatifs ont révélé que les fournisseurs auraient une capacité de production suffisante pour honorer leurs engagements envers Androscoggin pendant la majeure partie de la période visée par la licence demandée.

4.3 Transport

Le gaz que Renaissance fournirait à Androscoggin serait livré à Empress (Alberta) en vertu d'une entente de service garanti («SG») conclue entre NOVA et Renaissance et visant sa part du volume prévu au contrat, plus le gaz combustible. Androscoggin a reçu une lettre de confirmation de NOVA pour la capacité de transport en SG des volumes restants de gaz. À partir de la frontière albertaine, Androscoggin transporterait le gaz jusqu'à East Hereford (Québec) en vertu de deux ententes préalables conclues avec TransCanada pour le transport garanti de $895,2\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($31,6\ 10^6\text{pi}^3/\text{j}$) et de $320,1\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($11,3\ 10^6\text{pi}^3/\text{j}$) de gaz, ententes toutes deux datées du 21 février 1997. Le 24 octobre 1997, Androscoggin a reçu une lettre de confirmation de TransCanada qui prévoit le transport garanti du reste du gaz à expédier à East Hereford (Québec). À partir de la frontière internationale, le gaz serait transporté par le réseau PNGTS jusqu'à une installation de cogénération dont on projette la construction à Jay dans l'État du Maine, dans le cadre d'un contrat de transport en SG et d'une lettre d'entente, tous deux datés du 18 décembre, entre Androscoggin et PNGTS.

4.4 Marché

Le gaz dont on projette l'exportation servirait à alimenter une nouvelle installation de cogénération de 150 MW, le Androscoggin Energy Center, qui sera construite à l'emplacement de l'International Paper Androscoggin Mill à Jay, dans l'État du Maine. L'électricité produite à cette installation serait vendue au New England Power Pool et à des acheteurs en gros. De l'électricité et de la vapeur seraient également vendues à International Paper, en vertu d'une entente de services énergétiques d'une durée de 20 ans.

L'installation est construite en qualité d'installation admissible, aux termes de la U.S. Public Utility Regulatory Policies Act, pour fonctionner à un facteur de charge d'environ 95 % par an. L'exploitation commerciale de l'usine devrait débuter en novembre 1998. Androscoggin a indiqué que les modalités de financement du projet devraient être finalisées en janvier 1998.

4.5 Contrats de vente de gaz

Androscoggin a signé des contrats de vente de gaz avec cinq producteurs représentant au total une quantité quotidienne maximale («QQM») de 33 600 GJ plus 12 000 10⁶Btu et une quantité annuelle minimale («QAM») annualisée s'établissant comme suit :

<u>Producteur</u>	<u>QQM (GJ)</u>	<u>QAM annualisée (%)</u>	<u>Date du contrat de vente de gaz</u>
AltaGas	7 000	85	22 avril 1997
Beau Canada	4 100	85	27 janvier 1997 ⁽¹⁾
Producers Marketing	11 000	92	12 février 1997
Rio Alto	11 500	85	24 juin 1997
	<u>(10⁶Btu)</u>		
Renaissance ⁽²⁾	12 000	75	11 mars 1997

¹ Dans sa version modifiée.

² Plus le gaz combustible jusqu'à Sabrevois (Québec).

Chaque contrat de vente de gaz vise une période de dix ans, débutant le 1^{er} novembre 1998 ou à la date de début des livraisons, selon la plus éloignée des deux dates. En outre, les volumes de gaz prévus aux contrats sont destinés à l'installation de cogénération.

En vertu des contrats de vente de gaz, Androscoggin est obligée d'acheter une QAM qui est un pourcentage minimum des QQM annualisées, selon les indications ci-dessus. Exception faite de Renaissance, si Androscoggin n'achète pas la QAM, elle devra payer au producteur touché une somme égale au volume non acheté multiplié par les frais de stockage de réserves de gaz. Dans le cas de Renaissance, Androscoggin doit rembourser à celle-ci les frais supplémentaires engagés pour la revente du gaz non acheté. En revanche, chaque producteur est obligé de fournir les quantités prévues aux contrats à concurrence de la QQM, sinon il doit rembourser à Androscoggin les frais supplémentaires engagés par celle-ci pour acheter les volumes manquants auprès d'autres fournisseurs de combustible.

Exception faite du contrat de vente de gaz passé avec Renaissance, chaque prix contractuel est établi en fonction d'un prix annuel fixe pré-déterminé s'appliquant à compter du 1^{er} novembre de chaque année tout au long de la période contractuelle. Dans le cas de Renaissance, le prix contractuel est un prix à marge garantie basé sur le prix de Sabrevois, tel qu'il est convenu entre les parties. Si les parties ne peuvent s'entendre sur un prix de Sabrevois, le prix prévu au contrat sera l'indice de prix Waddington qui figure dans le «*Canadian Gas Price Reporter*», jusqu'à ce que le prix de Sabrevois soit fixé par voie d'arbitrage exécutoire. Dans les cinq contrats de vente de gaz, l'arbitrage exécutoire est prévu comme mécanisme de règlement des différends. Androscoggin a indiqué que le contrat passé avec Renaissance sera modifié au besoin pour tenir compte du fait que le point de livraison et d'exportation est East Hereford (Québec).

Androscoggin a affirmé que les cinq contrats de vente de gaz ont été négociés entre entreprises indépendantes. Chaque contrat est assujéti à certaines conditions préalables en matière d'autorisations des organismes de réglementation et d'ententes de transport en SG.

Androscoggin a indiqué que le prix à marge garantie, le 1^{er} juillet 1997 à la frontière de l'Alberta, aurait été le suivant :

<u>Contrat du producteur</u>	<u>\$CAN/GJ</u>	<u>\$CAN/le million de Btu</u>
AltaGas	1,84	1,93
Beau Canada	1,84	1,93
Producers Marketing	1,84	1,93
Renaissance	2,01	2,11
Rio Alto	1,94	2,04

4.6 État des autorisations des organismes de réglementation

Androscoggin a indiqué que ses fournisseurs demanderaient des permis d'acheminement à la EUB et qu'elle demanderait le permis d'importation requis au DOE/FE.

Opinion de l'Office

L'exploitation de l'installation de cogénération dépendra exclusivement de l'approvisionnement en gaz assuré en vertu des contrats avec les cinq producteurs canadiens. De plus, l'installation fonctionnera à un facteur de charge élevé étayé par les clauses de prise obligatoire annuelle, qui prévoient le paiement de pénalités à l'égard des volumes manquants. L'Office est donc persuadé que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes visés par la licence demandée soient pris.

Chacun des contrats de vente de gaz, exception faite de celui passé avec Renaissance, prévoit un prix annuel fixe pré-déterminé pour la durée du contrat. Le contrat passé avec Renaissance comporte un mécanisme d'établissement des prix en fonction des conditions du marché. En outre, les cinq contrats de vente de gaz prévoient le recours à l'arbitrage exécutoire en cas de différends. L'Office est donc convaincu que les contrats de vente de gaz continueront d'intéresser les parties pendant la période proposée et qu'ils sont donc durables.

Après avoir examiné les contrats de vente de gaz passés entre Androscoggin et chacun des cinq producteurs, l'Office est convaincu qu'ils ont été négociés entre entreprises indépendantes.

Étant donné que chacun des cinq producteurs possède les approvisionnements en gaz étayant la présente demande de licence d'exportation, l'attestation de l'appui des producteurs n'est pas nécessaire.

À l'examen de l'approvisionnement indiqué par Androscoggin, l'Office constate que les réserves des cinq producteurs dépassent les besoins globaux devant être satisfaits à même ces réserves et que la capacité de production de ces producteurs excède les besoins pendant la majeure partie de la période visée par la licence demandée.

Androscoggin doit assumer les frais sur le réseau de TransCanada, ainsi que les frais sur le réseau de NOVA pour quatre des cinq producteurs. Les recettes provenant des contrats de vente de gaz seront probablement suffisantes pour permettre à Renaissance de payer ses frais

liés à la demande sur le réseau de NOVA. L'Office est donc satisfait que les contrats de vente de gaz prévoient le paiement des frais connexes de transport par les pipelines canadiens, pendant la durée des contrats.

L'Office constate que les contrats de transport et de vente de gaz visent une période et un volume correspondant à ceux de la demande de licence. Compte tenu de ce facteur ainsi que de la suffisance de l'approvisionnement en gaz étayant le projet d'exportation, l'Office est convaincu que la période visée par la licence demandée est appropriée.

Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Androscoggin Energy LLC, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence sont énoncées à l'annexe I.

Chapitre 5

PanCanadian Petroleum Limited

5.1 Résumé de la demande

Le 28 août 1997, PanCanadian Petroleum Limited («PCPL») a demandé à l'Office, conformément à la partie VI de la Loi, de lui délivrer deux licences d'exportation de gaz naturel dont les modalités seraient les suivantes :

Ventes à l'Ouest américain - point d'exportation Kingsgate

Période	-	du 1 ^{er} novembre 1998 au 31 octobre 2008
Point d'exportation	-	Kingsgate (Colombie-Britannique)
Quantité quotidienne maximale	-	2 727,4 10 ³ m ³ (96,2 10 ⁶ pi ³)
Quantité maximale annuelle	-	996,2 10 ⁶ m ³ (35,2 10 ⁹ pi ³)
Quantité globale maximale	-	9 962,0 10 ⁶ m ³ (351,7 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année

Ventes au Midwest américain - point d'exportation Monchy

Période	-	du 1 ^{er} novembre 1998 au 31 octobre 2008
Point d'exportation	-	Monchy (Saskatchewan)
Quantité quotidienne maximale	-	4 277,5 10 ³ m ³ (151,0 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	1 562,4 10 ⁶ m ³ (55,2 10 ⁹ pi ³)
Quantité globale maximale	-	15 624,0 10 ⁶ m ³ (551,5 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année

Le gaz que PCPL propose d'exporter serait puisé dans son approvisionnement global en Alberta. Il serait transporté par le réseau de NOVA jusqu'à :

- Coleman (Alberta), au point de raccordement avec Alberta Natural Gas Company Ltd («ANG»); et
- McNeill (Alberta), au point de raccordement avec Foothills Pipe Lines Ltd. («Foothills»).

Le gaz expédié sur le réseau d'ANG serait transporté jusqu'à la frontière internationale à Kingsgate (Colombie-Britannique) et puis expédié sur le réseau de Pacific Gas Transmission Company («PGT») jusqu'aux marchés de l'Ouest américain de PanCanadian Petroleum Company («PCPC»), une filiale de PCPL. Le gaz transporté par le réseau de Foothills serait acheminé jusqu'à la frontière internationale à Monchy (Saskatchewan), pour être ensuite transporté par le réseau de Northern Border Pipeline Ltd. («Northern Border») jusqu'aux marchés de PCPC dans le Midwest américain.

5.2 Approvisionnement en gaz

5.2.1 Sources d'approvisionnement

PCPL a affirmé que le gaz naturel qui serait exporté dans le cadre des projets d'exportation à Kingsgate et à Monchy serait puisé dans son approvisionnement global en Alberta. Toutes les réserves des gisements en question appartiennent à la compagnie.

5.2.2 Réserves

Après rajustement, l'estimation faite par la EUB des réserves restantes de l'approvisionnement global de PCPL en Alberta, au 12 juin 1997, est de $54\,649,0\ 10^6\text{m}^3$ ($1\,929,1\ 10^9\text{pi}^3$). Les réserves indiquées excèdent les besoins de $52\,043,6\ 10^6\text{m}^3$ ($1\,837,1\ 10^9\text{pi}^3$) pendant la période d'exportation proposée, incluant les volumes visés par la demande.

5.2.3 Capacité de production

PCPL a présenté deux comparaisons de l'offre et de la demande pour son approvisionnement global de compagnie. Dans l'une d'elles, on tient pour acquis qu'il n'y aura pas d'ajouts à l'approvisionnement global ni aucun achat par des tiers tandis que dans l'autre, on présume qu'il y aura un remplacement complet de la production. PCPL a indiqué qu'au cours des cinq dernières années, elle a remplacé 140 % de sa production en moyenne. Sans ajout à l'approvisionnement global, la capacité de production de la compagnie est suffisante pour répondre aux besoins de celle-ci jusqu'en l'an 2001. PCPL a déclaré qu'en utilisant un scénario réaliste de remplacement intégral de la production, sa prévision de la capacité de production dépasserait les besoins annuels tout au long de la période visée par les licences d'exportation demandées.

5.3 Transport

PCPL se prévaudrait de ses contrats de transport en SG existants avec NOVA pour transporter le gaz étayant les projets d'exportation de Kingsgate et de Monchy jusqu'à Coleman et McNeill, sur la frontière albertaine. Les volumes à l'exportation étayant chaque licence demandée seraient alors acheminés jusqu'à la frontière internationale et aux marchés comme suit :

- Dans le cas du volume demandé de $2\,727,4\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($96,2\ 10^6\text{pi}^3/\text{j}$) destiné aux marchés de l'Ouest américain, PCPL peut se prévaloir de contrats de transport en SG passés avec ANG le 11 juillet 1991, le 30 décembre 1994 et le 21 avril 1995, pour expédier les volumes requis à Kingsgate (Colombie-Britannique). À partir de la frontière internationale, PCPC expédierait le gaz sur le réseau de PGT, dans le cadre de trois

contrats de transport en SG visant le volume demandé, pour alimenter ses marchés existants dans l'Ouest américain.

- Dans le cas du volume demandé de $4\,277,4\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($151,0\ 10^6\text{pi}^3/\text{j}$) destiné à la vente dans le Midwest américain, PCPL peut recourir à des contrats de transport en SG passés avec Foothills le 1^{er} avril 1995 et le 4 avril 1997 pour transporter les volumes requis jusqu'à Monchy (Saskatchewan). À partir de la frontière internationale, PCPC transporterait le gaz sur le réseau de Northern Border en vertu d'une entente préalable datée du 11 août 1995 et de divers accords de cession de capacité permanente.

5.4 Marchés

PCPL est une grande compagnie du secteur énergétique canadien qui fait de l'exploration puis exploite, produit et met en marché du pétrole brut, du gaz naturel et des liquides de gaz naturel. PCPL a indiqué que PCPC mettra en marché les volumes de gaz demandés par l'entremise d'une filiale, National Gas & Electric L.P. («NG&E»).

NG&E est une importante société de commercialisation et de négoce de gaz naturel. Elle a un portefeuille croissant de marchés où elle a écoulé en moyenne environ $31,2\ 10^6\text{m}^3/\text{j}$ ($1,1\ 10^9\text{pi}^3/\text{j}$) de gaz en 1996. À la fin de 1996, les ventes de NG&E s'établissaient en moyenne à $10\,198,3\ 10^3\text{m}^3$ ($360\ 10^6\text{pi}^3/\text{j}$) et $8\,498,6\ 10^3\text{m}^3$ ($300\ 10^6\text{pi}^3/\text{j}$) dans l'Ouest et le Midwest des États-Unis, respectivement.

En 1996, PCPL a exporté, en vertu d'une ordonnance de courte durée, jusqu'à concurrence de $2\,747,9\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($97,0\ 10^6\text{p}^3/\text{j}$) et $1\,756,4\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($62,0\ 10^6\text{pi}^3/\text{j}$) de gaz pour alimenter ses marchés de l'Ouest et du Midwest américains, respectivement. PCPL a indiqué que ces volumes à l'exportation ont été pris à un facteur de charge de 100 % essentiellement et qu'il devrait en être de même de la totalité des volumes demandés à Kingsgate et à Monchy.

5.5 Contrats de vente de gaz

PCPL n'a déposé devant l'Office aucun contrat de vente de gaz passé entre entreprises indépendantes pour étayer les projets d'exportation à Kingsgate et à Monchy. Elle a plutôt déposé ses contrats de vente de gaz inter-filiales avec PCPC, datés du 1^{er} janvier 1994, ainsi que la version modifiée du contrat passé entre PCPC et NG&E, datée du 1^{er} juillet 1997.

Même si les contrats de vent de gaz passés entre PCPL et PCPC, et entre PCPC et NG&E, n'ont pas été négociés entre entreprises indépendantes, PCPL a affirmé que toutes les ventes de NG&E seraient faites en toute autonomie.

Les deux contrats de vente de gaz inter-filiales susmentionnés prévoient la prise obligatoire de la quantité contractuelle quotidienne qui correspond aux quantités quotidiennes maximales étayant les projets d'exportation de Kingsgate et de Monchy. Chaque contrat de vente de gaz prévoit des pénalités pour les volumes de gaz non livrés ou non pris.

Les contrats de vente de gaz inter-filiales contiennent un mécanisme de fixation des prix en fonction des conditions du marché. PCPL a indiqué que le prix du gaz à la frontière albertaine, au 1^{er} juillet 1997, aurait été de 1,40 \$ CAN/GJ (1,47 \$ CAN/le million de Btu) et de 2,06 \$ CAN/GJ (2,16 \$ CAN/le million de Btu) en vertu des projets d'exportation de Kingsgate et de Monchy, respectivement.

5.6 État des autorisations des organismes de réglementation

PCPL a indiqué qu'elle demandera les permis d'acheminement voulus auprès de la EUB. PCPL a également indiqué que PCPC sollicitera les permis d'importation requis auprès du DOE/FE américain relativement aux projets d'exportation de Kingsgate et de Monchy.

Opinion de l'Office

L'Office constate que NG&E est une société établie de commercialisation du gaz naturel ayant un portefeuille important de ventes. En outre, NG&E exporte déjà le volume visé par la demande à Kingsgate et environ $1\,756,4\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($62,0\ 10^6\text{pi}^3/\text{j}$) de gaz à Monchy en vertu d'une ordonnance de courte durée, à un facteur de charge essentiellement de 100 %. L'Office constate également que PCPL s'attend à ce que les exportations demandées se fassent à un facteur de charge de 100 %. L'Office est donc convaincu que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes visés par les demandes soient pris.

NG&E, une filiale de commercialisation de PCPL, est le seul marché pour les exportations de gaz de PCPL. Compte tenu du lien contractuel visant l'exportation des volumes demandés par l'entremise de PCPC et de NG&E pendant la période d'exportation proposée, l'Office est convaincu que le projet d'exportation pour revente sur les divers marchés de NG&E est durable.

Après avoir examiné les contrats de vente de gaz passés entre PCPL et PCPC et entre PCPC et NG&E, l'Office estime que l'on ne peut pas considérer que ces ententes inter-filiales ont été négociées entre entreprises indépendantes. Par contre, l'Office fait remarquer que les ventes de gaz par NG&E seront faites en toute autonomie. En outre, l'Office constate que les clauses des contrats entre PCPC et NG&E et entre PCPL et PCPC témoignent d'ententes négociées entre entreprises indépendantes.

PCPL doit assumer les frais de transport sur les réseaux de NOVA, ANG et Foothills. Les recettes provenant des ventes de NG&E permettront probablement de couvrir ces frais de transport. L'Office est donc persuadé que les contrats prévoient le paiement des frais connexes de transport par les pipelines canadiens, pendant la période visée par les licences demandées.

Comme PCPL possède l'approvisionnement en gaz étayant les demandes de licence d'exportation, l'attestation de l'appui des producteurs n'est pas nécessaire.

En ce qui a trait à l'approvisionnement en gaz étayant le projet d'exportation, les réserves de PCPL excèdent les engagements globaux pris à même ces réserves. En outre, PCPL a une capacité de production suffisante pour répondre aux besoins pendant la période visée par les licences demandées.

L'Office constate que les contrats d'achat de gaz passés entre PCPL et PCPC, et entre PCPC et NG&E, ainsi que les contrats de transport, visent une période et un volume correspondant à ceux des licences demandées. Compte tenu de ce facteur ainsi que de la suffisance de l'approvisionnement en gaz étayant les projets d'exportation, l'Office est convaincu que, dans chaque cas, la période visée par la licence demandée est appropriée.

Décision

L'Office a décidé de délivrer deux licences d'exportation de gaz à PanCanadian Petroleum Limited, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités des licences sont énoncées à l'annexe I.

Chapitre 6

ProGas Limited

6.1 Résumé de la demande

Dans la version modifiée de sa demande du 28 août 1997, ProGas a demandé à l'Office, conformément à la partie VI de la Loi, de lui délivrer trois licences d'exportation de gaz naturel dont les modalités seraient les suivantes :

Ventes au Midwest américain - Point d'exportation Emerson

Période	-	du 1 ^{er} novembre 1998 au 31 octobre 2008
Point d'exportation	-	Emerson (Manitoba)
Quantité quotidienne maximale	-	750,4 10 ³ m ³ (26,5 10 ⁹ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	274,1 10 ⁶ m ³ (9,7 10 ⁹ pi ³)
Quantité globale maximale	-	2 740,8 10 ⁶ m ³ (96,8 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année

Ventes au Midwest américain - Point d'exportation Monchy

Période	-	du 1 ^{er} novembre 1998 au 31 octobre 2008
Point d'exportation	-	Monchy (Saskatchewan)
Quantité quotidienne maximale	-	849,6 10 ³ m ³ (30,0 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	310,3 10 ⁶ m ³ (11,0 10 ⁹ pi ³)
Quantité globale maximale	-	3 103,2 10 ⁶ m ³ (109,5 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année

Ventes au Nord-Ouest du Pacifique et à la Californie - Point d'exportation Kingsgate

Période	-	du 1 ^{er} juillet 1998 au 1 ^{er} mars 2007
Point d'exportation	-	Kingsgate (Colombie-Britannique)
Quantité quotidienne maximale	-	222,3 10 ³ m ³ (7,9 10 ⁶ pi ³)

Quantité annuelle maximale	-	27,3 10 ⁶ m ³	(1,0 10 ⁹ pi ³) pour la période du 1 ^{er} juillet 1998 au 31 octobre 1998
	-	81,1 10 ⁶ m ³	(2,9 10 ⁹ pi ³) pour chaque période de 12 mois consécutifs débutant le 1 ^{er} novembre 1998
	-	26,7 10 ³ m ³	(0,9 10 ⁹ pi ³) pour la période du 1 ^{er} novembre 2006 au 1 ^{er} mars 2007
Quantité globale maximale	-	703,4 10 ⁶ m ³	(24,8 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année	

ProGas puiserait le gaz pour les exportations projetées dans son portefeuille global de contrats d'approvisionnement en Alberta. Le gaz serait transporté par le réseau de NOVA jusqu'à :

- Empress (Alberta), au point de raccordement avec TransCanada;
- McNeill (Alberta), au point de raccordement avec Foothills, et
- Coleman (Alberta), au point de raccordement avec ANG.

Le gaz transporté par le réseau de TransCanada serait alors acheminé jusqu'à la frontière internationale à Emerson (Manitoba) pour être ensuite expédié sur le réseau de Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership («GLGT») jusqu'aux marchés de ProGas U.S.A. Inc. («ProGas U.S.A.») dans le Midwest américain. Le gaz transporté par le réseau de Foothills serait acheminé jusqu'à la frontière internationale à Monchy (Saskatchewan) pour être ensuite expédié sur le réseau de Northern Border jusqu'aux marchés de ProGas U.S.A. dans le Midwest américain. Le gaz transporté par le réseau d'ANG serait acheminé jusqu'à la frontière internationale à Kingsgate (Colombie-Britannique) pour être ensuite expédié sur le réseau de PGT jusqu'aux marchés de ProGas U.S.A. sur la côte Nord-Ouest du Pacifique et en Californie.

6.2 Approvisionnement en gaz

6.2.1 Sources d'approvisionnement

ProGas s'approvisionne en gaz dans le cadre de contrats à long terme avec 160 producteurs répartis dans 240 régions en Alberta. ProGas possède aussi des réserves sous contrat en Colombie-Britannique et en Saskatchewan, mais elle n'entend pas utiliser ce gaz pour étayer son projet d'exportation actuel. La quantité contractuelle quotidienne («QCQ») totale de ProGas est actuellement de 39 319,0 10³m³/j (1 388,0 10⁶p³/j). Depuis 1993, ProGas a modifié ses modalités d'achat de gaz en créant un nouveau contrat de productibilité. Même si des terres et des réserves sont encore réservées, la QCQ est déterminée par la capacité de production des puits situés sur les terres affectées par contrat. La durée du contrat axé sur la productibilité correspond à la vie des réserves affectées aux termes de ce contrat.

6.2.2 Réserves

ProGas a présenté à l'Office son estimation des réserves albertaines qui a été établie par la EUB.

L'estimation présentée par ProGas relativement aux réserves établies restantes totales assujetties à des contrats en Alberta s'élevait à $96\,283,0\ 10^6\text{m}^3$ ($3\,398,8\ 10^9\text{pi}^3$) à la fin de 1996. D'après la liste des réserves sous contrôle de la EUB pour la fin de 1996 dans le cas des terres albertaines de ProGas assujetties à des contrats, les réserves établies restantes totales de gaz commercialisable seraient plutôt de $80\,830,0\ 10^6\text{m}^3$ ($2\,853,3\ 10^9\text{pi}^3$). Ce volume est inférieur à l'estimation de ProGas mais suffisant pour permettre à la compagnie de répondre à ses besoins globaux, incluant les volumes demandés.

6.2.3 Capacité de production

Même si ProGas n'a pas l'intention d'utiliser ses réserves de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan à l'appui de la demande à l'étude, la comparaison globale de la capacité de production et des besoins annuels doit inclure les approvisionnements provenant de ces provinces en plus de ceux en provenance des réserves albertaines de la compagnie. D'après la comparaison faite par ProGas de l'approvisionnement et des besoins annuels, la compagnie pourrait satisfaire à ses besoins tout au long de la période visée par les licences demandées. ProGas a démontré que la productibilité serait suffisante dans les scénarios avec restrictions et sans restrictions.

6.3 Transport

ProGas aurait recours à son contrat de transport en SG existant avec NOVA, daté du 20 janvier 1995, pour transporter les volumes de gaz étant chacune des trois licences demandées jusqu'aux points situés sur la frontière albertaine, soit Empress, McNeill et Coleman. Les volumes à l'exportation étant chaque licence demandée seraient alors transportés jusqu'à la frontière internationale et aux marchés comme suit :

- Dans le cas du volume demandé de $750,4\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($26,5\ 10^6\text{pi}^3/\text{j}$) étant les ventes au Midwest américain, ProGas a signé une entente préalable avec TransCanada, datée du 21 février 1997, pour le transport du gaz en SG jusqu'à Emerson (Manitoba) pendant une période de dix ans débutant le 1^{er} novembre 1998. À partir de la frontière internationale, ProGas U.S.A. transporterait le gaz sur le réseau de GLGT jusqu'à ses marchés du Midwest américain, en vertu de deux ententes préalables signées avec GLGT le 29 février 1996.
- Dans le cas du volume demandé de $849,6\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($30,0\ 10^6\text{pi}^3/\text{j}$) étant les ventes au Midwest américain, ProGas a signé avec Foothills, le 4 avril 1997, une entente pour le transport en SG de $424,9\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($15,0\ 10^6\ \text{p}^3/\text{j}$ de gaz), et une autre entente, datée du 23 octobre 1987, pour le transport en SG du gaz restant sur le réseau de Foothills jusqu'à Monchy (Saskatchewan) et ce, pendant une période de dix ans débutant le 1^{er} novembre 1998. À partir de la frontière internationale, ProGas U.S.A. acheminerait le gaz sur le réseau de Northern Border jusqu'à ses marchés du Midwest américain, en vertu de deux ententes préalables signées avec Northern Border le 11 août 1995.

- Dans le cas du volume demandé de $222,3 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($7,9 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) étayant les ventes au Nord-Ouest du Pacifique et à la Californie, ProGas a accepté une cession de la capacité en SG requise sur le réseau d'ANG pour le transport du gaz jusqu'à Kingsgate (Colombie-Britannique) pendant une période de dix ans débutant le 1^{er} mars 1997. À partir de la frontière internationale, ProGas U.S.A. expédierait le gaz sur le réseau de PGT jusqu'à ses marchés du Nord-Ouest du Pacifique et de la Californie, en vertu d'une entente préalable signée avec PGT le 20 février 1997.

6.4 Marchés

ProGas est un important regroupeur d'approvisionnements en gaz au Canada, et sa filiale américaine en propriété exclusive, ProGas U.S.A., possède un vaste portefeuille établi de ventes à une clientèle diversifiée dans les zones de marché étayant les licences d'exportation demandées. ProGas et ProGas U.S.A. vendent plus de $34,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($1,2 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$) de gaz naturel au Canada et aux É.-U., dont plus de $7\,932,0 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($280,0 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) sont vendus dans le Midwest américain et $209,6 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($7,4 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) dans le Nord-Ouest du Pacifique et en Californie. ProGas U.S.A. est une société dynamique de distribution du gaz dans le Midwest américain depuis le début des années 1980.

ProGas a indiqué qu'elle sera en mesure d'élargir ses contrats de vente de gaz à court terme actuels dans le Midwest américain. En outre, depuis le 1^{er} mars 1997, ProGas U.S.A. a assuré avec succès la mise en marché de gaz en vertu d'une ordonnance à court terme, à un facteur de prise d'essentiellement 100 %, dans la région du Nord-Ouest du Pacifique et en Californie, en empruntant le réseau de PGT. ProGas s'attend à ce que les exportations demandées visant à alimenter les marchés de ProGas U.S.A. dans le Midwest américain, dans le Nord-Ouest du Pacifique et en Californie continueront de se faire à un facteur de prise de 100 % pendant la période visée par les licences demandées.

6.5 Contrats de vente de gaz

ProGas vendra le gaz étayant les trois projets d'exportation à ProGas U.S.A., en vertu d'un contrat d'achat de gaz intersociétés passé entre ProGas et ProGas U.S.A., daté du 1^{er} juillet 1990, dans sa version modifiée.

ProGas a démontré qu'elle a reçu l'appui des producteurs, aux termes de l'*Alberta Natural Gas Marketing Act*, pour toute la durée des licences d'exportation demandées étayant les exportations de Kingsgate et d'Emerson. Cependant, ProGas a indiqué que dans le cas du projet d'exportation de Monchy, elle a reçu l'appui des producteurs jusqu'au 1^{er} novembre 2000 seulement.

Le contrat d'achat de gaz passé avec chaque producteur prévoit une structure de prix à marge garantie fondée sur le prix payé ProGas par ses clients. ProGas a indiqué que les rentrées nettes des producteurs pour les ventes proposées à chaque zone de marché, en juillet 1997, auraient été les suivantes :

- Les ventes au Midwest américain via le point d'exportation situé à Emerson (Manitoba), par le réseau de GLGT, auraient rapporté 2,09 \$ CAN/GJ (2,19 \$ CAN/le million de Btu) si l'on se fonde sur l'indice mensuel pour Michcon qui est publié dans «*Gas Daily*».

- Les ventes au Midwest américain via le point d'exportation situé à Monchy (Saskatchewan), par le réseau de Northern Border, auraient rapporté 1,94 \$ CAN/GJ (2,04 \$ CAN/le million de Btu) si l'on se fonde sur le prix au comptant publié dans *«Inside FERC»*.
- Les ventes au Nord-Ouest du Pacifique et à la Californie, via le point d'exportation situé à Kingsgate (Colombie-Britannique), par le réseau de PGT, auraient rapporté 1,38 \$ CAN/GJ (1,45 \$ CAN/le million de Btu) si l'on se fonde sur l'index Malin (ligne 401) publié dans *«Natural Gas Intelligence»*.

En vertu du contrat d'achat de gaz conclu avec chaque producteur, on déduit de ces prix les frais de transport par les réseaux de TransCanada et NOVA et d'autres pipelines canadiens, ainsi que le coût du service de ProGas. Les contrats d'achat de gaz prévoient le recours à l'arbitrage exécutoire pour la révision du prix du gaz.

6.6 État des autorisations des organismes de réglementation

ProGas demandera à la EUB de modifier son permis d'acheminement pour inclure les exportations demandées. ProGas U.S.A. a reçu l'ordonnance d'autorisation d'importation n° 1326 du DOE/FE à l'appui de l'exportation de Kingsgate. ProGas U.S.A. a demandé au DOE/FE le permis d'importation nécessaire à l'appui de l'exportation d'Emerson. ProGas U.S.A. est également en voie de modifier son ordonnance actuelle d'autorisation d'importation n° 1330 à l'appui de l'exportation de Monchy pour couvrir la période du 1^{er} mars 2008 au 31 octobre 2008.

Opinion de l'Office

Projets d'exportation de Kingsgate et d'Emerson

L'Office constate que ProGas est un important regroupueur d'approvisionnements en gaz, et que ProGas U.S.A. a établi un vaste portefeuille de ventes dans le Midwest américain et a développé de nouveaux marchés dans le Nord-Ouest du Pacifique et en Californie. En vertu d'une ordonnance à court terme, ProGas U.S.A. met du gaz en marché dans le Nord-Ouest du Pacifique et en Californie à un facteur de prise d'essentiellement 100 %. L'Office est donc convaincu que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes visés par les demandes de licence soient pris.

L'Office constate que les contrats d'achat de gaz en amont que ProGas a passés avec chacun de ses producteurs prévoient des mécanismes d'établissement des prix en fonction des conditions du marché qui sont étayés par des clauses d'arbitrage. L'Office constate aussi qu'une preuve de l'appui des producteurs a été obtenue aux termes de l'*Alberta Natural Gas Marketing Act* pour toute la période des exportations demandées, pour les projets de Kingsgate et d'Emerson. L'Office est donc convaincu que les contrats d'achat de gaz de ProGas avec ses producteurs continueront vraisemblablement d'intéresser les parties pendant chaque période visée et qu'ils sont donc durables.

L'Office reconnaît que ProGas doit payer les frais de transport sur les réseaux de NOVA, TransCanada et ANG et que les recettes tirées des ventes à l'exportation seront probablement

suffisantes pour permettre à ProGas de recouvrer les frais liés à la demande sur ces réseaux. L'Office est donc convaincu que les contrats prévoient le paiement des frais connexes de transport par les pipelines canadiens, pendant la période visée par les licences proposées.

À l'examen de l'approvisionnement global de ProGas assujéti à des contrats, l'Office constate que les réserves de la compagnie excède les besoins globaux devant être satisfaits à même ces réserves et que ProGas possède une capacité de production suffisante pour répondre à ses besoins pendant la période visée par les licences demandées à l'appui des projets d'exportation de Kingsgate et d'Emerson.

La preuve d'appui des producteurs et les contrats de transport étayant les licences demandées pour l'exportation à Kingsgate et à Emerson visent une période et un volume correspondant à ceux des licences demandées. Compte tenu de ce facteur ainsi que de la suffisance de l'approvisionnement en gaz étayant ces projets d'exportation, l'Office est convaincu que, dans chaque cas, la période visée par la licence demandée est appropriée.

L'Office constate également que ProGas a demandé que la licence sollicitée pour desservir le Nord-Ouest du Pacifique et la Californie entre en vigueur le 1^{er} novembre 1997. Comme l'Office n'antidate pas les licences qu'elle délivre, le volume global visé par la demande doit être rajusté en fonction d'une période plus courte. En tenant pour acquis que la licence entre en vigueur le 1^{er} juillet 1998, l'Office a réduit le volume global demandé d'un montant proportionnel. Cette réduction est égale à la quantité quotidienne maximale multipliée par le nombre de jours entre le 1^{er} novembre 1997 et le 30 juin 1998 inclusivement. ProGas a accepté la méthode de calcul de cette réduction du volume global demandé.

Projet d'exportation de Monchy

L'Office constate que ProGas a reçu l'appui des producteurs concernant les ventes à l'exportation de gaz à Monchy jusqu'au 1^{er} novembre 2000 seulement. Il conclut donc que la MACM n'a pas été suivie pour les exportations devant se faire après les deux premières années de la licence demandée. Par conséquent, l'Office est disposé à délivrer une licence visant uniquement la période prenant fin le 1^{er} novembre 2000.

Décisions

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à ProGas Limited pour chacun des projets d'exportation de Kingsgate et d'Emerson, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités des licences sont énoncées à l'annexe I .

L'Office a décidé d'accorder une licence d'exportation de gaz à ProGas Limited pour la période du 1^{er} novembre 1998 au 1^{er} novembre 2000 pour le projet d'exportation de Monchy, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence sont énoncées à l'annexe I.

Chapitre 7

Vermont Gas Systems, Inc.

7.1 Résumé de la demande

Le 28 août 1997, Vermont Gas Systems, Inc. («Vermont Gas») a demandé à l'Office, conformément à la partie VI de la Loi, de lui délivrer une licence d'exportation de gaz naturel dont les modalités seraient les suivantes :

Période	-	du 1 ^{er} novembre 1998 au 1 ^{er} novembre 2008
Point d'exportation	-	Philipsburg (Québec)
Quantité quotidienne maximale	-	226,6 10 ³ m ³ (8,0 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	82,7 10 ⁶ m ³ (2,9 10 ⁹ pi ³)
Quantité globale maximale	-	827,0 10 ⁶ m ³ (29,2 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année

Le gaz que Vermont Gas propose d'exporter serait produit à partir des réserves globales de Renaissance en Alberta. Il serait transporté par le réseau de NOVA jusqu'au point de livraison prévu au contrat, qui est situé à la frontière albertaine près d'Empress. TransCanada livrerait alors le gaz à Philipsburg (Québec). À partir de la frontière internationale, Vermont Gas transporterait le gaz à l'aide son propre réseau de distribution pour le livrer à ses marchés de l'État du Vermont.

7.2 Approvisionnement en gaz

7.2.1 Sources d'approvisionnement

Vermont Gas a affirmé que les approvisionnements en gaz qu'elle entendait exporter seraient fournis à même les réserves globales de Renaissance en Alberta.

7.2.2 Réserves

Vermont Gas a déposé auprès de l'Office l'estimation faite par la EUB des réserves globales de Renaissance en Alberta qui, une fois redressées, s'établissaient à 15 777,0 10⁶m³ (556,9 10⁹pi³) au 12 juin 1997. Les réserves indiquées excèdent de 12 612,0 10⁶m³ (445,2 10⁹pi³) les besoins totaux devant être satisfaits à même ces réserves, ce qui comprend le volume visé par la demande.

7.2.3 Capacité de production

Vermont Gas a présenté un bilan annuel de l'offre et de la demande pour Renaissance. Ce bilan indique que Renaissance possède une capacité de production suffisante pour répondre à ses besoins

annuels, y compris ses engagements envers Vermont Gas, pendant la période visée par la licence demandée.

7.3 Transport

Renaissance utiliserait sa capacité de transport en SG sur le réseau de NOVA pour transporter le gaz à Empress. Vermont Gas a obtenu des services de transport sur le réseau de TransCanada grâce à un accord de cession avec Gaz Métropolitain and Company Limited Partnership («GMLP»), pour la livraison du gaz à Montréal. En outre, Vermont Gas a signé une lettre d'entente avec TransCanada pour que le point de livraison soit désormais Philipsburg (Québec). À partir de la frontière internationale, Vermont Gas utilisera son propre réseau de distribution pour livrer le gaz à ses clients.

7.4 Marché

Vermont Gas est une société de distribution locale située à Burlington, dans l'État du Vermont. Elle dessert ses clients des secteurs résidentiel, industriel et commercial dans le nord-ouest de cet État. Elle livre environ $198,3 \cdot 10^6 \text{m}^3$ ($7,0 \cdot 10^9 \text{pi}^3$) de gaz par année et, au cours des 20 dernières années, elle a enregistré un taux de croissance annuelle d'environ 4 %. Les volumes dont elle propose l'exportation représenteront plus de 40 % du portefeuille d'approvisionnements garantis à long terme de la compagnie.

7.5 Contrat de vente de gaz

Le 1^{er} novembre 1996, Vermont Gas et Renaissance ont signé un contrat de vente de gaz d'une durée de dix ans devant entrer en vigueur le 1^{er} novembre 1998. Ce contrat est assujéti à certaines conditions préalables concernant l'obtention d'autorisations des organismes de réglementation et de la capacité de transport voulue.

Le contrat prévoit une QQM de $226,6 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ($8,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3$), plus le combustible connexe de transport sur le réseau de TransCanada. La quantité annuelle minimale («QAM») équivaut à 100 % de la QQM annualisée. Vermont Gas est obligée d'acheter la QAM, sinon elle devra payer une pénalité à Renaissance pour la quantité non prise. En outre, si Vermont Gas ne commande pas et n'achète pas la QAM au cours d'une année contractuelle donnée, Renaissance a le droit de réduire le QQM en conséquence. En revanche, Renaissance devra verser une pénalité si elle ne livre pas la totalité de la QQM.

Le prix mensuel à payer à Renaissance est le prix au comptant moyen mensuel (un mois) à la frontière albertaine (Empress), exprimé en \$/GJ, tel qu'il figure au tableau sur les prix du gaz naturel canadien dans l'édition du premier du mois du *Canadian Gas Price Reporter*, plus une prime. Si ce prix de référence cesse d'être publié, les parties ont convenu de négocier un prix de remplacement. En outre, la prime doit être réexaminée tous les deux ans. À défaut d'une entente sur un prix de remplacement ou sur le montant de la prime, les parties recourront à l'arbitrage exécutoire.

Vermont Gas a déclaré que le contrat a été négocié entre entreprises indépendantes.

Vermont Gas a indiqué qu'au 1^{er} juillet 1997, le prix à la frontière albertaine aurait été de 1,63 \$ CAN/GJ (1,71 \$ CAN/le million de Btu).

7.6 État des autorisations des organismes de réglementation

Vermont Gas a déclaré que Renaissance a demandé un permis d'acheminement de gaz à la EUB. En outre, Vermont Gas a indiqué qu'elle était actuellement autorisée par le DOE/FE à importer du gaz aux É.-U. en vertu d'un contrat de vente de gaz avec un fournisseur antérieur. Vermont Gas avait l'intention, d'ici le 31 décembre 1997, de soit demander la modification de son ordonnance actuelle ou soit d'en demander une autre, selon les exigences du DOE/FE.

Opinion de l'Office

L'Office constate que Vermont Gas est tenue d'acheter le gaz à un facteur de prise de 100 % et de verser une pénalité pour les volumes non pris. L'Office est donc convaincu que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes visés par la demande soient pris.

L'Office constate que le contrat de vente de gaz prévoit un mécanisme d'établissement des prix en fonction des conditions du marché, le réexamen des prix et le recours à l'arbitrage exécutoire. L'Office est donc convaincu que le contrat continuera d'intéresser les parties pendant la période proposée et qu'il est donc durable.

Après avoir examiné le contrat de vente de gaz passé entre Renaissance et Vermont Gas, l'Office est convaincu qu'il a été négocié entre entreprises indépendantes.

Étant donné que Renaissance possède l'approvisionnement en gaz étayant la demande de licence d'exportation à l'étude, une attestation d'appui des producteurs n'est pas nécessaire.

À l'examen de l'approvisionnement global de Renaissance, l'Office constate que les réserves de celle-ci excède les engagements globaux devant être respectés à mêmes ces réserves et que Renaissance possède une capacité de production suffisante pour répondre à ses besoins pendant la majeure partie de la période visée par la licence demandée.

L'Office reconnaît que Vermont Gas doit assumer les frais de transport sur le réseau de TransCanada, et que les recettes provenant des ventes contractuelles de gaz seront probablement suffisantes pour permettre à Renaissance de recouvrer les frais liés à la demande sur le réseau de NOVA. L'Office est donc convaincu que le contrat de vente de gaz prévoit le paiement des frais connexes de transport par les pipelines canadiens, pendant la durée du contrat.

L'Office constate que les contrats de transport et de vente de gaz visent une période et un volume correspondant à ceux de la licence demandée. Compte tenu de ces facteurs ainsi que de la suffisance de l'approvisionnement étayant le projet d'exportation, l'Office est convaincu que la période visée par la licence demandée est appropriée.

Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Vermont Gas Systems, Inc., sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence sont énoncées à l'annexe I.

Chapitre 8

Wascana Energy Inc. et Rock-Tenn Company, Mill Division, Inc.

8.1 Résumé de la demande

Le 28 août 1997, Wascana Energy Inc. («Wascana») et Rock-Tenn Company, Mill Division, Inc. («Rock-Tenn»), appelées collectivement les «codemandeurs», ont demandé à l'Office, conformément à la partie VI de la Loi, de leur délivrer une licence d'exportation de gaz naturel dont les modalités seraient les suivantes :

Période	-	du 1 ^{er} novembre 1998 au 31 octobre 2008
Point d'exportation	-	Philipsburg (Québec)
Quantité quotidienne maximale	-	61,2 10 ³ m ³ (2,2 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	22,3 10 ⁶ m ³ (0,8 10 ⁹ pi ³)
Quantité globale maximale	-	223,4 10 ⁶ m ³ (7,9 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année

Le gaz dont on propose l'exportation serait puisé dans l'approvisionnement global de Wascana en Saskatchewan. Il serait transporté par le réseau de TransGas Limited («TransGas») jusqu'au point d'interconnexion avec TransCanada, soit à un point situé près de Steelman (Saskatchewan). Il serait alors transporté par le réseau de TransCanada jusqu'à la frontière internationale près de Philipsburg (Québec). À partir de la frontière internationale, le gaz naturel serait ensuite acheminé sur le réseau de Vermont Gas jusqu'à l'usine de Rock-Tenn qui est située à Sheldon Springs, dans l'État du Vermont.

8.2 Approvisionnement en gaz

8.2.1 Sources d'approvisionnement

Wascana propose de fournir du gaz à Rock-Tenn en puisant dans son approvisionnement global en Saskatchewan. Aucun gisement particulier ne serait affecté par contrat à Rock-Tenn aux fins de la vente proposée.

8.2.2 Réserves

Wascana a fourni des estimations des réserves restantes de son approvisionnement global. L'analyse des réserves a été menée en majeure partie par un expert-conseil et le reste a été réalisé par Wascana.

Les réserves restantes de l'approvisionnement global indiqué de Wascana totalisaient $7\,637,0\,10^6\text{m}^3$ ($269,6\,10^9\text{pi}^3$). Les engagements globaux pris à mêmes ces réserves s'établissent à $2\,398,5\,10^6\text{m}^3$ ($84,7\,10^9\text{pi}^3$), incluant la quantité dont on propose l'exportation ($246,4\,10^6\text{m}^3$ ($8,7\,10^9\text{pi}^3$)) et le gaz servant de combustible.

8.2.3 Capacité de production

Wascana a déposé une comparaison de la capacité de production et des besoins annuels pour la durée du projet d'exportation. Cet état comparatif a révélé qu'avec son approvisionnement global, Wascana possède une capacité de production suffisante pour respecter les engagements globaux pris à même ces réserves pendant toute la période du projet d'exportation.

8.3 Transport

Wascana dispose de la capacité de transport en SG requise sur le réseau de TransGas. Le 21 février 1997, Rock-Tenn a signé avec TransCanada une entente préalable visant la capacité de transport en SG et la période requises pour le transport du gaz d'un point situé près de Steelman (Saskatchewan) jusqu'au point d'exportation à Philipsburg (Québec). Dans sa lettre du 21 octobre 1996, Vermont Gas a confirmé sa capacité de livrer le gaz de Rock-Tenn à l'installation de celle-ci qui est située à Sheldon Springs, dans l'État du Vermont.

8.4 Marché

Rock-Tenn fabrique des produits de carton et des produits transformés et les distribue principalement à des producteurs de biens non durables. Rock-Tenn est propriétaire-exploitant d'une scierie située près de Sheldon Springs, dans l'État du Vermont. Wascana vendrait le gaz dont on propose l'exportation à Rock-Tenn qui s'en servirait pour alimenter son installation de Sheldon Springs.

8.5 Contrat de vente de gaz

Le 18 décembre 1996, Rock-Tenn a signé un contrat de vente et d'achat garantis avec Wascana pour une période de dix ans débutant le 1^{er} novembre 1998. Ce contrat est assujéti à certaines conditions préalables en matière d'autorisations des organismes de réglementation et de transport en SG.

Wascana est tenue de livrer la quantité contractuelle quotidienne («QCQ») de $61,2\,10^3\text{m}^3$ ($2,2\,10^6\text{pi}^3$) à un facteur de prise de 100 %, plus le gaz servant de combustible sur le réseau de TransCanada, exception faite des arrêts ou des changements prévus dans les opérations de l'usine de Rock-Tenn. Si Rock-Tenn ne commande pas ou ne prend pas la QCQ, elle doit verser une pénalité à Wascana. En revanche, cette dernière doit verser une pénalité à Rock-Tenn si elle ne livre pas la quantité prévue au contrat.

Le prix du gaz est fondé sur l'indice mensuel d'Empress qui est publié dans «*Canadian Gas Price*» de Canadian Enerdata. À cet indice s'ajoutent une prime, le prix du gaz servant de combustible sur le réseau de TransCanada, les frais de transport sur ce réseau et des frais de gestion du transport. Le contrat prévoit aussi que les parties peuvent décider d'établir un prix fixe pour une période donnée.

Les codemandeurs ont précisé que le contrat a été négocié entre entreprises indépendantes.

Selon les estimations de Wascana, le prix du gaz au 1^{er} juillet 1997, à la frontière de la Saskatchewan et du Manitoba, aurait été d'au moins 1,63 \$ CAN/GJ (1,71 \$ CAN/le million de Btu).

8.6 État des autorisations des organismes de réglementation

Wascana a obtenu le permis d'acheminement de gaz nécessaire auprès de la province de la Saskatchewan pour la période et le volume visés par le projet d'exportation. Les demandeurs conjoints ont indiqué que Rock-Tenn solliciterait bientôt le permis d'importation à long terme nécessaire auprès du DOE/FE.

Opinion de l'Office

En vertu du contrat de vente de gaz, Rock-Tenn est tenue d'acheter la QCC à un facteur de prise de 100 %, et elle doit payer une pénalité à l'égard des volumes non pris. L'Office est donc convaincu que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes visés par la demande soient pris.

Le contrat de vente de gaz prévoit un mécanisme d'établissement des prix en fonction des conditions du marché, y compris la possibilité pour les parties d'opter pour un prix fixe pendant une période particulière. L'Office est donc convaincu que le contrat continuera d'intéresser les parties pendant la période proposée, et qu'il est donc durable.

Après avoir examiné le contrat passé entre Wascana et Rock-Tenn, l'Office est convaincu qu'il a été négocié entre entreprises indépendantes.

Étant donné que Wascana possède ou contrôle l'approvisionnement en gaz éayant la demande de licence d'exportation à l'étude, une attestation d'appui des producteurs n'est pas nécessaire.

En ce qui a trait à l'approvisionnement en gaz éayant le projet d'exportation, les réserves indiquées de Wascana excèdent les engagements globaux pris à même ses réserves. En outre, Wascana possède une capacité de production suffisante pour respecter ses engagements à même ces réserves pendant la période d'application de la licence demandée.

Rock-Tenn doit assumer les frais de transport sur le réseau de TransCanada. Par ailleurs, les recettes tirées des ventes prévues au contrat seront probablement suffisantes pour permettre à Wascana de recouvrer les frais liés à la demande sur le réseau de TransGas. L'Office est donc convaincu que le contrat de vente de gaz prévoit le paiement des frais connexes de transport par les pipelines canadiens, pendant la période contractuelle.

Le contrat de vente de gaz et les contrats de transport visent une période et un volume correspondant à ceux de la licence demandée. Compte tenu de ce facteur ainsi que de la suffisance de l'approvisionnement en gaz éayant le projet d'exportation, l'Office est convaincu que la période visée par la licence demandée est appropriée.

Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Wascana Energy Inc. et à Rock-Tenn Company, Mill Division, Inc., sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence sont énoncées à l'annexe I.

Chapitre 9

Dispositif

Les chapitres précédents constituent notre décision et nos motifs de décision relativement aux demandes examinées au cours de l'audience GHW-2-97

K.W. Vollman
membre président

A. Côté-Verhaaf
membre

R.J. Harrison
membre

Calgary (Alberta)
janvier 1998

Annexe I

Conditions des licences qui seront délivrées

Conditions de la licence à délivrer à Androscoggin Energy LLC

1.
 - a) Sous réserve de la condition 1b), la licence entre en vigueur le 1^{er} novembre 1998 ou à la date de début des livraisons, selon la plus éloignée des deux dates, et expire dix ans après la date d'entrée en vigueur de la licence.
 - b) La licence expirera le 1^{er} novembre 2000 à moins que les exportations n'aient commencé à cette date.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz pouvant être exportée en vertu de la licence ne doit pas excéder :
 - a) 1 242 200 mètres cubes par jour;
 - b) 453 400 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 4 534 000 000 mètres cubes pendant toute la durée de la licence.
3.
 - a) À titre d'écart admissible, la quantité pouvant être exportée en vertu de la licence pendant toute période de 24 heures peut excéder de 10 % la quantité quotidienne prévue à la condition 2.
 - b) À titre d'écart admissible, la quantité pouvant être exportée en vertu de la licence pendant toute période de douze mois consécutifs peut dépasser de 2 % la quantité annuelle prévue à la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la licence sera livré au point d'exportation près de East Hereford (Québec).

Conditions de la licence à délivrer à PanCanadian Petroleum Limited (point d'exportation Kingsgate)

1.
 - a) Sous réserve de la condition 1b), la licence entre en vigueur le 1^{er} novembre 1998 et expire le 31 octobre 2008.
 - b) La licence expirera le 1^{er} novembre 2000 à moins que les exportations n'aient commencé à cette date.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz pouvant être exportée en vertu de la licence ne doit pas excéder :
 - a) 2 727 400 mètres cubes par jour;

- b) 996 200 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 9 962 000 000 mètres cubes pendant toute la durée de la licence.
- 3.
- a) À titre d'écart admissible, la quantité pouvant être exportée en vertu de la licence pendant toute période de 24 heures peut excéder de 10 % la quantité quotidienne prévue à la condition 2.
 - b) À titre d'écart admissible, la quantité pouvant être exportée en vertu de la licence pendant toute période de douze mois consécutifs peut dépasser de 2 % la quantité annuelle prévue à la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la licence sera livré au point d'exportation près de Kingsgate (Colombie-Britannique).

Conditions de la licence à délivrer à PanCanadian Petroleum Limited (point d'exportation Monchy)

- 1.
- a) Sous réserve de la condition 1b), la licence entre en vigueur le 1^{er} novembre 1998 et expire le 31 octobre 2008.
 - b) La licence expirera le 1^{er} novembre 2000 à moins que les exportations n'aient commencé à cette date.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz pouvant être exportée en vertu de la licence ne doit pas excéder :
- a) 4 277 500 mètres cubes par jour;
 - b) 1 562 400 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 15 624 000 000 mètres cubes pendant toute la durée de la licence.
- 3.
- a) À titre d'écart admissible, la quantité pouvant être exportée en vertu de la licence pendant toute période de 24 heures peut excéder de 10 % la quantité quotidienne prévue à la condition 2.
 - b) À titre d'écart admissible, la quantité pouvant être exportée en vertu de la licence pendant toute période de douze mois consécutifs peut dépasser de 2 % la quantité annuelle prévue à la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la licence sera livré au point d'exportation près de Monchy (Saskatchewan).

Conditions de la licence à délivrer à ProGas Limited (point d'exportation Emerson)

1.
 - a) Sous réserve de la condition 1b), la licence entre en vigueur le 1^{er} novembre 1998 et expire le 31 octobre 2008.
 - b) La licence expirera le 1^{er} novembre 2000 à moins que les exportations n'aient commencé à cette date.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz pouvant être exportée en vertu de la licence ne doit pas excéder :
 - a) 750 400 mètres cubes par jour;
 - b) 274 100 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 2 740 800 000 mètres cubes pendant toute la durée de la licence.
3.
 - a) À titre d'écart admissible, la quantité pouvant être exportée en vertu de la licence pendant toute période de 24 heures peut excéder de 10 % la quantité quotidienne prévue à la condition 2.
 - b) À titre d'écart admissible, la quantité pouvant être exportée en vertu de la licence pendant toute période de douze mois consécutifs peut dépasser de 2 % la quantité annuelle prévue à la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la licence sera livré au point d'exportation près de Emerson (Manitoba).

Conditions de la licence à délivrer à ProGas Limited (point d'exportation Monchy)

1. La licence entre en vigueur le 1^{er} novembre 1998 et expire le 1^{er} novembre 2000.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz pouvant être exportée en vertu de la licence ne doit pas excéder :
 - a) 849 600 mètres cubes par jour;
 - b) 310 300 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 620 600 000 mètres cubes pendant toute la durée de la licence.
3.
 - a) À titre d'écart admissible, la quantité pouvant être exportée en vertu de la licence pendant toute période de 24 heures peut excéder de 10 % la quantité quotidienne prévue à la condition 2.

- b) À titre d'écart admissible, la quantité pouvant être exportée en vertu de la licence pendant toute période de douze mois consécutifs peut dépasser de 2 % la quantité annuelle prévue à la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la licence sera livré au point d'exportation près de Monchy (Saskatchewan).

Conditions de la licence à délivrer à ProGas Limited (point d'exportation Kingsgate)

1. a) Sous réserve de la condition 1b), la licence entre en vigueur le 1^{er} juillet 1998 et expire le 1^{er} mars 2007.
- b) La licence expirera le 1^{er} juillet 2000 à moins que les exportations n'aient commencé à cette date.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz pouvant être exportée en vertu de la licence ne doit pas excéder :
- a) 222 300 mètres cubes par jour;
 - b) 27 342 900 mètres cubes pendant la période comprise entre le 1^{er} juillet 1998 et le 31 octobre 1998, 81 139 500 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs commençant le 1^{er} novembre 1998 et se terminant le 31 octobre 2006, et 26 676 000 mètres cubes pour la période comprise entre le 1^{er} novembre 2006 et le 1^{er} mars 2007; ou
 - c) 703 357 200 mètres cubes pendant toute la durée de la licence.
3. a) À titre d'écart admissible, la quantité pouvant être exportée en vertu de la licence pendant toute période de 24 heures peut excéder de 10 % la quantité quotidienne prévue à la condition 2.
- b) À titre d'écart admissible, la quantité pouvant être exportée en vertu de la licence pendant toute période de douze mois consécutifs peut dépasser de 2 % la quantité annuelle prévue à la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la licence sera livré au point d'exportation près de Kingsgate (Colombie-Britannique).

Conditions de la licence à délivrer à Vermont Gas Systems, Inc.

1. a) Sous réserve de la condition 1b), la licence entre en vigueur le 1^{er} novembre 1998 et expire le 1^{er} novembre 2008.
- b) La licence expirera le 1^{er} novembre 2000 à moins que les exportations n'aient commencé à cette date.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz pouvant être exportée en vertu de la licence ne doit pas excéder :

- a) 226 600 mètres cubes par jour;
 - b) 82 700 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 827 000 000 mètres cubes pendant toute la durée de la licence.
3. a) À titre d'écart admissible, la quantité pouvant être exportée en vertu de la licence pendant toute période de 24 heures peut excéder de 10 % la quantité quotidienne prévue à la condition 2.
 - b) À titre d'écart admissible, la quantité pouvant être exportée en vertu de la licence pendant toute période de douze mois consécutifs peut dépasser de 2 % la quantité annuelle prévue à la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la licence sera livré au point d'exportation près de Philipsburg (Québec).

Conditions de la licence à délivrer à Wascana Energy Inc. et Rock-Tenn Company, Mill Division, Inc.

1. a) Sous réserve de la condition 1b), la licence entre en vigueur le 1^{er} novembre 1998 et expire le 31 octobre 2008.
 - b) La licence expirera le 1^{er} novembre 2000 à moins que les exportations n'aient commencé à cette date.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz pouvant être exportée en vertu de la licence ne doit pas excéder :
 - a) 61 200 mètres cubes par jour;
 - b) 22 300 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 223 400 000 mètres cubes pendant toute la durée de la licence.
3. a) À titre d'écart admissible, la quantité pouvant être exportée en vertu de la licence pendant toute période de 24 heures peut excéder de 10 % la quantité quotidienne prévue à la condition 2.
 - b) À titre d'écart admissible, la quantité pouvant être exportée en vertu de la licence pendant toute période de douze mois consécutifs peut dépasser de 2 % la quantité annuelle prévue à la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la licence sera livré au point d'exportation près de Philipsburg (Québec).