



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Motifs de décision

**Pétrolière Impériale Ressources
Limitée et Boston Gas Company**

GH-1-99

Juin 1999

Exportations de gaz

Motifs de décision

relativement à

**Pétrolière Impériale Ressources
Limitée et Boston Gas Company**

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

GH-1-99

Juin 1999

ERRATA

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Motifs de décision
relativement à une demande de

Pétrolière Impériale Ressources Limitée et Boston Gas Company

GH-1-99

Les corrections suivantes ont été apportées aux Motifs de décision GH-1-99 :

- (a) À la page 8, section 4.5, deuxième paragraphe, au lieu de «prix du disponible en Alberta» et «prix mensuel du disponible en Alberta», on devrait lire «prix contractuel».
- (b) À la page 8, section 4.5, troisième paragraphe, deuxième phrase, au lieu de «produit de la QD et du prix du disponible en Alberta», on devrait lire «la différence entre le prix auquel s'est vendue la QD et le prix contractuel».
- (c) À la page 9, premier paragraphe, au lieu de «prix», on devrait lire «prix contractuel».

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 1999
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/1999-4F
ISBN 0-662-83809-2

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues
officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :

Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta), T2P 0X8
Courrier électronique : orders@neb.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5503
Téléphone : (403) 292-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office :

Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 1999 as
represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-1/1999-4E
ISBN 0-662-27928-X

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: orders@neb.gc.ca
Fax: (403) 292-5503
Phone: (403) 292-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:

Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Abréviations	ii
Exposé et comparutions	iv
1. Demande d'exportation de gaz naturel - Partie VI	1
1.1 Contexte	1
2. Méthode axée sur les conditions du marché	2
2.1 Audiences publiques	2
2.2 Suivi	4
2.3 Calcul des excédents selon la MACM	4
3. Clauses de temporisation	5
3.1 Clauses de temporisation	5
4. Pétrolière Impériale Ressources Limitée et Boston Gas Company	6
4.1 Résumé de la demande	6
4.2 Approvisionnement en gaz	6
4.2.1 Source d'approvisionnement	6
4.2.2 Réserves	6
4.2.3 Capacité de production	7
4.3 Transport	7
4.4 Marché	7
4.5 Contrat de vente de gaz	8
4.6 Autorisations des organismes de réglementation	9
4.7 Application de la méthode axée sur les conditions du marché	9
4.7.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes	9
4.7.2 Évaluation des incidences de l'exportation	9
4.7.3 Autres facteurs touchant l'intérêt public	11
5. Dispositif	16

Liste des annexes

I Conditions de la licence à délivrer	17
---	----

Abréviations

10 ⁶ Btu	million de thermies britanniques
10 ¹² pi ³	billion de pieds cubes
10 ⁶ pi ³	million de pieds cubes
10 ⁹ pi ³	milliard de pieds cubes
10 ⁶ pi ³ /j	million de pieds cubes par jour
Boston Gas	Boston Gas Company
codemandeurs	PIRL et Boston Gas
DOE/FE	Department of Energy, Office of Fossil Energy (États-Unis)
DPNÉ	Direction du pétrole, province de la Nouvelle-Écosse
ÉIE	évaluation des incidences de l'exportation
ÉMGN	évaluation du marché du gaz naturel
Esso	Esso Ressources Canada Limitée
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
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
MACM	méthode axée sur les conditions du marché
Maritimes & Northeast - Canada	Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership
Maritimes & Northeast - U.S.	Maritimes & Northeast Pipeline, L.L.C.
Nouveau-Brunswick	province du Nouveau-Brunswick
Nouvelle-Écosse	province de la Nouvelle-Écosse

ONÉ, Office	Office national de l'énergie
PIRL	Pétrolière Impériale Ressources Limitées
QD	quantité déficitaire
QJC	quantité journalière contractuelle
QJNA	quantité journalière non acheminée
Rapport technique	<i>L'Énergie au Canada - Offre et demande 1993-2010 - Rapport technique</i>
Rapport de la Commission d'examen	Rapport de la Commission d'examen public conjoint sur les projets gaziers de l'île de Sable
SDL	société de distribution locale
SG	service garanti
SOEP	projet énergétique extracôtier de l'île de Sable

Exposé et comparutions

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

RELATIVEMENT À une demande de licence d'exportation de gaz naturel, en date du 15 janvier 1999, présentée conjointement par Pétrolière Impériale Ressources Limitée et Boston Gas Company aux termes de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience GH-1-99;

ENTENDU à Halifax (Nouvelle-Écosse) les 4 et 5 mai 1999.

DEVANT :

J.A. Snider	membre président
K.W. Vollman	membre
J.-P. Théorêt	membre

COMPARUTIONS :

C. Kemm Yates	Pétrolière Impériale Ressources Limitée et Boston Gas Company
N.J. Schultz	Association canadienne des producteurs pétroliers
J.H. Smellie	Irving Oil Limited
W.G. Lea, c.r.	Maritime Electric Company, Limited
L.E. Smith	Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
A. Murphy	Mobil Oil Canada Properties
I. Blue	Province du Nouveau-Brunswick
H.D. Williamson, c.r.	Province de la Nouvelle-Écosse
A.W. Moreira, c.r. M. Burgess	Direction du pétrole, province de la Nouvelle-Écosse
M. Proud	Province de l'Île-du-Prince-Édouard
G. Delisle	Office national de l'énergie

Chapitre 1

Partie VI - Demande d'exportation de gaz naturel

1.1 Contexte

Aux termes de l'instance GH-5-89, l'Office national de l'énergie (l'«Office» ou l'«ONÉ») a délivré à Esso Ressources Canada Limitée («Esso») la licence GL-151 qui l'autorise à exporter $992,0 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($35,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$) de gaz à Boston Gas Company («Boston Gas») pendant une période de 15 ans. Cette licence s'appuie sur l'entente de vente de gaz naturel, dans sa version modifiée, conclue entre Esso et Boston Gas le 1^{er} mai 1999, et sur l'approvisionnement en gaz global d'Esso en Alberta. Le 2 juillet 1992, Esso a changé de raison sociale et le nom du détenteur de la licence GL-151 a été changé pour Pétrolière Impériale Ressources Limitée («PIRL») aux termes de l'ordonnance AO-1-GL-151. Des exportations de gaz ont été effectuées en vertu de la licence GL-151 jusqu'en décembre 1997.

Dans le cadre de l'instance GH-1-99, l'Office a examiné une demande de licence d'exportation de gaz naturel déposée par PIRL et Boston Gas («codemandeurs»), qui proposent d'exporter $1\,205,0 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($42,5 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$) de gaz pour vente à Boston Gas, pendant la période allant du 1^{er} novembre 1999 au 31 mars 2007. Le gaz naturel destiné à l'exportation proviendrait du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (le «SOEP» - Sable Offshore Energy Project), lequel remplacerait les approvisionnements de PIRL en Alberta vendus jusque-là à Boston Gas. L'entente de vente de gaz conclue entre les codemandeurs correspond à l'intérêt économique direct de 9 %, soit $1\,205,0 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($42,5 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$) de gaz, que PIRL détient dans le SOEP, à raison d'un volume de production de $480\,000 \cdot 10^6 \text{Btu}/\text{j}$. En cas de dépassement de ce niveau de production, la part supplémentaire de PIRL pourrait être vendue à d'autres marchés.

PIRL a demandé la révocation de la licence GL-151.

La preuve sous-tendant la demande conjointe est examinée au chapitre 4 des présents motifs de décision.

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 118a), 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 tendances dans la 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 («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 prend 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 tient des audiences publiques pour examiner les demandes de licences d'exportation de gaz naturel;
- il surveille constamment l'utilisation d'énergie et l'évolution des marchés de l'énergie au Canada.

2.1 Audiences publiques

Dans le volet «audience publique», l'Office évalue si le marché fonctionne bien. Voici les trois composantes de ce volet :

- 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.
- 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 quelle 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 GH-1-99, l'Office, dans le cadre de son examen des autres facteurs d'intérêt public, s'est penché sur les effets environnementaux éventuels du projet 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

Le volet «suivi» de 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 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, paru en décembre 1994.

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 laisse planer un doute sur la capacité future des Canadiens de répondre à leurs besoins énergétiques.

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 codemandeurs pour savoir s'ils acceptaient que la licence sollicitée s'assortisse 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 de la licence.

Chapitre 4

Pétrolière Impériale Ressources Limitée et Boston Gas Company

4.1 Résumé de la demande

Le 15 janvier 1999, Pétrolière Impériale Ressources Limitée et Boston Gas Company 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	-	à compter de la date de début des livraisons jusqu'au 31 mars 2007	
Point d'exportation	-	St. Stephen (Nouveau-Brunswick)	
Quantité journalière maximale	-	1 205,0 10 ³ m ³	(42,5 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	440,0 10 ⁶ m ³	(15,5 10 ⁹ pi ³)
Quantité globale maximale	-	3 262,0 10 ⁶ m ³	(115,1 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année	

Le gaz que les codemandeurs proposent d'exporter proviendrait du SOEP. Il serait transporté par le réseau de Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership («Maritimes & Northeast - Canada») jusqu'à St. Stephen, au Nouveau-Brunswick. À partir de la frontière canado-américaine, le gaz serait ensuite acheminé par le réseau de Maritimes & Northeast Pipeline, L.L.C. («Maritimes & Northeast - U.S.») jusqu'à un point d'interconnexion avec le réseau de Tennessee Gas Pipeline Company, situé à Dracut, au Massachusetts, en vue de sa livraison à Boston Gas.

4.2 Approvisionnement en gaz

4.2.1 Source d'approvisionnement

Le gaz naturel destiné à être exporté serait tiré des réserves de l'écueil Scotian, située près de l'île de Sable au large de la côte de la Nouvelle-Écosse. Les codemandeurs ont déclaré que l'approvisionnement sur lequel s'appuie la demande est l'intérêt de 9 % que PIRL détient dans les réserves du SOEP.

4.2.2 Réserves

PIRL a adopté les estimations des réserves qui sont présentées dans le Rapport de la Commission d'examen public conjoint sur les projets gaziers de l'île de Sable («Rapport de la Commission d'examen»), daté d'octobre 1997. D'après ce rapport, la part du volume total des réserves récupérables moyennes de gaz brut, estimées à 84,3 10⁹m³ (3,0 10¹²pi³), qui revient à PIRL serait de 7,6 10⁹m³ (268,3 10⁹pi³), ce qui représente environ 7,0 10⁹m³ (247,1 10⁹pi³) de réserves commercialisables. Ces

réserves dépassent la quantité de gaz qui pourrait être exportée pendant toute la période d'exportation proposée.

4.2.3 Capacité de production

Au cours de l'instance GH-6-96, PIRL a fait valoir que l'on évaluait à $13,4 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{j}$ ($480\,000 \cdot 10^6 \text{Btu}/\text{j}$) la productibilité journalière moyenne des réserves du SOEP pendant la première année d'exploitation. Il était prévu que ce taux de production se maintiendrait pendant au moins 13 ans. PIRL a indiqué que le 28 septembre 1998, Sable Offshore Energy Inc., au nom des propriétaires du SOEP, a déposé une mise à jour de son plan de gestion des réservoirs auprès de l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, lequel inclut un plan d'épuisement qui prévoit une productibilité journalière moyenne de $14,8 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{j}$ ($530\,000 \cdot 10^6 \text{Btu}/\text{j}$) en gaz résiduaire. L'intérêt détenu par PIRL dans cette production varierait d'environ $1,2 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{j}$ ($43\,200 \cdot 10^6 \text{Btu}/\text{j}$) à $1,3 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{j}$ ($47\,700 \cdot 10^6 \text{Btu}/\text{j}$), par comparaison à la quantité journalière de $1,2 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{j}$ ($43\,200 \cdot 10^6 \text{Btu}/\text{j}$) proposée comme volume à exporter. Cette productibilité répondrait aux besoins de PIRL pendant la durée proposée de la licence sollicitée.

4.3 Transport

Le gaz que PIRL fournirait à Boston Gas serait livré à St. Stephen, au Nouveau-Brunswick, aux termes d'une entente préalable que Boston Gas, Maritimes & Northeast - Canada et Maritimes & Northeast - U.S. ont conclue le 16 décembre 1997. L'entente préalable prévoit le transport en service garanti sur le réseau de Maritimes & Northeast-Canada d'une quantité journalière maximale de $43\,200 \cdot 10^6 \text{Btu}$ de gaz naturel, à partir d'une interconnexion avec l'usine de gaz du SOEP, à Country Harbour, en Nouvelle-Écosse, jusqu'au point d'exportation près de St. Stephen, au Nouveau-Brunswick. À partir de la frontière canado-américaine, le gaz serait acheminé par le réseau de Maritimes & Northeast - U.S. jusqu'à une interconnexion avec le réseau de Tennessee Gas Pipeline Company, à Dracut, au Massachusetts. L'entente préalable prévoit une période de base qui va de la date de mise en service prévue du 1^{er} novembre 1999 jusqu'au 31 octobre 2002. Boston Gas peut, si elle le désire, prolonger la durée de l'entente de transport jusqu'au 31 mars 2007.

4.4 Marché

Depuis le début des années 1990, PIRL fournit du gaz à Boston Gas à même ses propres approvisionnements en Alberta, en vertu de la licence d'exportation GL-151. Ces expéditions étaient effectuées à raison d'un facteur de charge de près de 100 %. Le gaz destiné à être exporté suivant la présente demande serait substitué aux approvisionnements albertains de $992,0 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($35,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$) que PIRL vendait auparavant à Boston Gas.

Boston Gas est une compagnie de distribution locale de l'État de Massachusetts, qui dessert la ville de Boston et 73 villes de l'est de Massachusetts. Son marché est constitué de plus de 530 000 clients résidentiels, commerciaux et industriels. La clientèle de Boston Gas s'accroît de 1 % par année depuis les cinq dernières années, tendance qui devrait se maintenir encore cinq ans. Pour ce qui est de l'exportation des approvisionnements que PIRL possède dans le SOEP, on s'attend que le gaz sera pris à raison d'un

facteur de charge élevé, semblable au rendement atteint à l'égard des approvisionnements de PIRL en Alberta.

Pour assurer la demande de pointe au cours des mois d'hiver, Boston Gas se sert de services de stockage souterrain obtenus par contrat. Boston Gas détient des contrats avec cinq fournisseurs de services de stockage qui lui procurent une capacité de stockage de $482,8 \cdot 10^6 \text{m}^3$ avec une capacité de retrait de $4,6 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{j}$ ($162,4 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$). Boston Gas se sert aussi d'installations de stockage de gaz naturel liquéfié, qu'elle possède ou loue, lesquelles procurent jusqu'à concurrence de $87,6 \cdot 10^6 \text{m}^3$ ($3,1 \cdot 10^9 \text{pi}^3$) de gaz naturel stocké ou $8 \cdot 130,0 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($287,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$) de gaz disponible.

Le marché du gaz naturel de l'État de Massachusetts est en voie de se restructurer pour devenir un marché de produits plus ouvert à la concurrence et sur lequel les clients peuvent choisir entre un éventail de fournisseurs. Sous ce rapport, Boston Gas a généralement séparé sa fonction marchande de ses services de transport, bien qu'elle offre encore certains services groupés. Les codemandeurs ont indiqué que la restructuration et le déplacement de charge qui s'ensuivra, en raison de l'exercice du choix des consommateurs, aura peu d'effet, sinon aucun, sur son portefeuille de marchés de distribution locale au cours des trois à cinq prochaines années. De plus, Boston Gas pourra absorber les volumes proposés dans sa propre clientèle, pendant toute la durée de la licence sollicitée, que ce soit comme fournisseur direct ou par la cession d'approvisionnements ou d'une capacité.

4.5 Contrat de vente de gaz

PIRL et Boston Gas ont signé un modificatif à l'entente de vente de gaz naturel datée du 1^{er} mai 1989 («entente modifiée») afin d'étayer la vente à Boston Gas de l'approvisionnement en gaz de PIRL qui provient des réserves du SOEP. Aux termes de l'entente modifiée, les ventes de gaz sont censées débiter le 1^{er} novembre 1999. L'entente modifiée renferme certaines conditions préalables en ce qui a trait à l'autorisation des organismes de réglementation.

L'entente modifiée stipule la vente d'une quantité journalière contractuelle («QJC») de $43 \cdot 200 \cdot 10^6 \text{Btu}$, pour appuyer l'exportation proposée de $1 \cdot 205,0 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($42,5 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$). Boston Gas est tenue d'acheter la QJC à l'usine de gaz du SOEP, située près de Goldboro (Nouvelle-Écosse), qui constitue le point de livraison. Cependant, pour tenir compte des besoins d'acheminement au moindre coût de Boston Gas, cette dernière a le droit de prendre moins que la QJC, la différence entre cette dernière et la quantité acheminée étant définie comme la quantité journalière non acheminée («QJNA»). En pareil cas, PIRL est assurée d'obtenir pour la QJNA écoulée sur le marché l'équivalent du prix du disponible en Alberta, tout écart en moins par rapport au prix mensuel du disponible en Alberta lui étant versé par Boston Gas.

Si la QJC n'est pas entièrement prise pour toute autre raison que les besoins d'acheminement au moindre coût de Boston Gas ou un cas de force majeure, le manque à gagner est défini comme quantité déficitaire («QD»). À cet égard, Boston Gas doit payer à PIRL un montant correspondant au produit de la QD et du prix du disponible en Alberta. En outre, elle doit défrayer PIRL de toutes dépenses additionnelles occasionnées par la vente de la QD et de la QJNA.

L'entente modifiée stipule que Boston Gas est entièrement responsable de tous les arrangements liés aux services de transport en aval de Goldboro, en Nouvelle-Écosse.

Suivant l'entente modifiée, le prix du gaz issu du SOEP qui est vendu à Boston Gas en vue de son exportation doit être le plus élevé des deux montants suivants :

- l'indice au carrefour Henry moins 0,15 \$US/10⁶Btu; ou
- le prix de marché courant pour le gaz SOEP.

Les codemandeurs ont indiqué qu'au 1^{er} février 1999, le prix du gaz acheté au point de livraison de Goldboro, en Nouvelle-Écosse (calculé en fonction de l'indice des prix au carrefour Henry publié dans «*Inside FERC's Gas Market Report*», moins 0,15 \$US/10⁶Btu), aurait été de 2,37 \$CAN/GJ (2,49 \$CAN /10⁶Btu). L'entente modifiée prévoit la renégociation du prix du gaz au mois de juin 2002, le nouveau prix devant entrer en vigueur l'année contractuelle suivante. En cas de différend concernant le prix du gaz, la question est tranchée par voie d'arbitrage exécutoire.

4.6 Autorisations des organismes de réglementation

Les codemandeurs ont déposé le décret d'autorisation n° 1445 du DOE/FE qui autorise l'importation à long terme de volumes de gaz naturel correspondant aux conditions de la licence sollicitée. Les codemandeurs ont indiqué que des permis d'enlèvement provinciaux ne sont pas requis.

4.7 Application de la méthode axée sur les conditions du marché

4.7.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes

La province du Nouveau-Brunswick a demandé si les quantités que PIRL propose d'exporter et les volumes restants du SOEP avaient été offerts aux mêmes conditions, y compris un prix équivalent, à des clients des Maritimes. La Direction du pétrole de la province de la Nouvelle-Écosse a voulu savoir si un rabais avait été consenti sur le prix du gaz destiné à l'exportation et si un rabais similaire serait offert à des acheteurs de gaz en Nouvelle-Écosse.

Les codemandeurs ont précisé qu'ils avaient rencontré plusieurs clients des Maritimes au sujet de l'achat de la production du SOEP qui appartient à PIRL. Aucun de ces clients potentiels n'était disposé à offrir des conditions semblables à celles des exportations proposées, y compris un prix équivalent. Les codemandeurs ont également souligné que le prix du gaz à exporter ne résulte pas de l'application d'un rabais, mais constitue plutôt un prix négocié par rapport à l'indice de la côte du Golfe du Mexique. Enfin, PIRL a soutenu qu'elle était disposée à vendre la part qu'il lui reste de la production du SOEP à des clients des Maritimes, suivant des conditions analogues à celles des exportations proposées.

4.7.2 Évaluation des incidences de l'exportation

Les codemandeurs se sont fondés sur l'ÉIE préparée par l'Office, qui figure dans son rapport intitulé *L'Énergie au Canada - Offre et demande 1993-2010 - Tendances et questions*. Ils ont fait valoir que la période d'exportation proposée était comprise dans celle dont traitait l'ÉIE de l'Office et que cette dernière était suffisamment étoffée pour répondre aux exigences de la composante ÉIE de la MACM.

PIRL a souligné que le SOEP était un projet d'«amorce», le précurseur d'une nouvelle industrie gazière maintenant en expansion dans les Maritimes et que d'autres parties avaient entamé des activités dans le bassin à la suite des ventes de terrains effectuées en Nouvelle-Écosse en 1998 et de l'offre d'autres propriétés foncières. PIRL a invoqué le Rapport de la Commission d'examen qui estimait le potentiel de ressources établies sur l'écueil Scotian à 512 milliards de mètres cubes. À l'appui de sa position concernant l'approvisionnement, PIRL a cité le passage suivant tiré du rapport précité : «Compte tenu de ce qui s'est passé ailleurs au Canada, la Commission estime qu'il est raisonnable de croire que la construction du gazoduc M&NPP, soutenu par un marché d'exportation dynamique et par d'importants consommateurs industriels canadiens, donnera une impulsion à l'établissement des réseaux de transport et de distribution nécessaire en aval et favorisera l'essor du marché intérieur. » Les codemandeurs ont souligné que le projet n'aurait pas vu le jour en l'absence du marché d'exportation et qu'aucun Canadien n'aurait alors eu accès au gaz naturel du SOEP. Ils ont conclu que l'exportation proposée n'est pas susceptible d'empêcher les Canadiens de satisfaire leurs besoins énergétiques à des prix de marché équitables.

La Nouvelle-Écosse s'est dite déçue que dans la toute première demande visant l'exportation de gaz naturel des Maritimes, on n'ait fait aucune tentative pour présenter de l'information sur la demande locale prévue. Il est noté que l'ÉIE de 1994 de l'Office fait brièvement allusion aux approvisionnements en provenance des Maritimes mais ne mentionne pas la demande dans cette région.

La Nouvelle-Écosse a noté que les codemandeurs ont montré qu'ils se rendent compte de l'importance de produire une preuve pertinente sur l'offre et la demande en se reportant au Rapport de la Commission d'examen pour débattre de ces sujets. Elle a toutefois fait remarquer que le Rapport de la Commission d'examen date maintenant de deux ans, et qu'il existe aujourd'hui des renseignements beaucoup plus courants sur ces questions. La Nouvelle-Écosse a soutenu que dans le cas de ce nouveau marché, on devrait obliger les demandeurs de licences d'exportation à étayer leurs demandes à l'aide des renseignements les meilleurs et les plus récents qui soient, non seulement pour répondre aux exigences de l'Office, mais aussi pour rassurer les citoyens des provinces Maritimes du Canada. La Nouvelle-Écosse a laissé entendre que ces renseignements sont nécessaires parce que les participants sur le marché en ont beaucoup à apprendre et que la demande dans les Maritimes n'a pour ainsi dire pas encore été définie.

En ce qui concerne les produits pétrochimiques, la Nouvelle-Écosse a souligné l'importance que la Commission d'examen public conjoint a accordée dans son rapport à la possibilité pour la Nouvelle-Écosse de tirer parti de la production de liquides de gaz naturel pour jeter les assises d'une industrie pétrochimique dans la province. La Nouvelle-Écosse a interrogé les codemandeurs au sujet des engagements pris à cet égard dans le protocole d'entente (PE) en date du décembre 1997. PIRL a souligné qu'aucune disposition du contrat sous-tendant le projet de vente à l'exportation de gaz à Boston Gas n'allait à l'encontre des arrangements prévus dans le PE. Boston Gas a confirmé qu'elle était au courant des engagements pris par les signataires du PE.

Le Nouveau-Brunswick a laissé entendre qu'il existe une preuve non contredite selon laquelle les prévisions actuelles de la demande au Canada, couplées aux engagements pris à l'égard du gaz SOEP, sont supérieures à l'approvisionnement qui sera disponible pendant la durée proposée de la licence. Selon le Nouveau-Brunswick, un volume de 211 200 10⁶Btu/j constitue une estimation raisonnable des besoins prévisibles pour utilisation au Canada. Le Nouveau-Brunswick a argué que, s'il faut acheminer

360 000 10⁶Btu/j de gaz SOEP aux États-Unis pour rendre le pipeline de Maritimes & Northeast viable, la production proposée de 530 000 10⁶Btu/j serait insuffisante pour satisfaire tous les besoins raisonnablement prévisibles. Les codemandeurs ont laissé entendre que les calculs qu'avance le Nouveau-Brunswick constituent une représentation simpliste du comportement du marché. Ils ont souligné que la MACM repose sur la prémisse que les mécanismes du marché fonctionnent et ne suppose pas que des quantités précises de réserves non assujetties à des contrats soient mises de côté à l'intention des marchés canadiens, avant que l'on autorise des exportations.

Le Nouveau-Brunswick a répliqué que dans son examen d'une demande d'exportation de gaz, l'Office doit établir à sa satisfaction que la quantité de gaz destinée à l'exportation ne dépasse pas l'excédent de production compte tenu des besoins raisonnablement prévisibles pour utilisation au Canada et aux tendances dans la découverte de gaz au pays. Le Nouveau-Brunswick a soutenu qu'étant donné que les ressources du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien ne sont pas économiquement accessibles à la région des Maritimes, seules les tendances liées à la mise en valeur des ressources SOEP sont pertinentes car les découvertes ailleurs au pays ne pourront pas apporter une réponse aux besoins des Maritimes.

4.7.3 Autres facteurs touchant l'intérêt public

Les codemandeurs ont fait valoir que les effets éventuels sur l'environnement du SOEP et du projet de gazoduc Maritimes & Northeast ont été examinés dans le cadre d'audiences publiques antérieures. Ils ont ajouté qu'aucun investissement additionnel ne serait requis pour transporter le gaz jusqu'au marché.

La province de la Nouvelle-Écosse n'avait aucune objection au sujet du projet d'exportation des codemandeurs ni du moment où l'Office rendrait sa décision. Pour sa part, la province du Nouveau-Brunswick a soutenu que l'Office devrait remettre jusqu'au début de l'an 2000 la prise d'une décision concernant la demande de licence d'exportation de gaz déposée par les codemandeurs, de manière à donner aux distributeurs de gaz et aux autres acheteurs industriels le temps de négocier des contrats d'achat de gaz avec les producteurs SOEP. Elle a aussi fait valoir que le fait de retarder la décision de l'Office donnerait l'occasion aux parties qui le jugent nécessaire de formuler des plaintes au sujet du projet d'exportation des codemandeurs. En outre, retarder la décision permettrait de : tenir une audience sur toutes questions susceptibles d'être soulevées; faire en sorte que d'autres parties éventuellement intéressées à exporter du gaz SOEP soient traitées suivant un même politique, qui serait élaborée dans l'intervalle; juger de l'applicabilité de la méthode axée sur les conditions du marché. Le Nouveau-Brunswick a soutenu que la MACM ne saurait s'appliquer dans une situation où il n'existe pas un marché concurrentiel qui fonctionne bien, comme c'est le cas en l'espèce.

Les codemandeurs ont répliqué que les principaux clients potentiels avaient pris part à des négociations avant que le contrat de vente de gaz ne soit finalisé. Ils ont souligné également qu'il était nécessaire de conclure en temps opportun les contrats de vente de gaz sur le marché pour appuyer les investissements requis par le projet. En outre, les éventuelles SDL auront la possibilité de négocier des contrats d'achat de gaz, sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation compétents, en prévision de l'obtention d'une franchise. Les codemandeurs ont aussi indiqué qu'aucune partie, éventuelles SDL incluses, ne s'était opposée à leur projet d'exportation.

La province de la Nouvelle-Écosse s'est dite inquiète du manque perçu de transparence quant à l'établissement des prix et d'accès opportun aux renseignements sur les prix. Elle a fait valoir que la Commission d'examen public conjoint avait constaté l'absence d'un marché du gaz entièrement

fonctionnel dans les Maritimes et, en conséquence, de la possibilité d'être renseigné sur les prix. La Nouvelle-Écosse a ajouté que le marché des Maritimes est dépourvu de la fluidité et des mécanismes d'information sur les prix qui caractérisent le marché de l'Alberta, soulignant que les codemandeurs devraient communiquer les prix de leurs exportations de gaz au même moment où ils les déposent auprès de l'Office.

En réplique, les codemandeurs ont indiqué qu'ils ont rendu public le contrat de vente de gaz, lequel inclut les mécanismes grâce auxquels n'importe quelle partie peut déterminer les prix à l'exportation. De plus, les préoccupations formulées par certains des intervenants à l'instance GH-6-96 avaient trait au manque perçu de renseignements sur les prix dans le cas de la délivrance d'ordonnances d'exportation à court terme, non pas dans le cas d'exportations aux termes de licences. Les codemandeurs ont souligné que la méthode axée sur les conditions du marché et le contrat de vente de gaz à l'exportation qu'ils ont déposé satisfait aux exigences concernant les renseignements sur les prix. Ils ont aussi fait valoir que l'indice des prix de la NYMEX, qui est publié dans divers journaux, se rapprocherait du prix des exportations proposées et serait accessible avant que l'exportation n'ait effectivement lieu.

Reconnaissant qu'un sondage confidentiel sur les prix n'était pas encore en place pour permettre l'élaboration d'un indice des prix à Goldboro, en Nouvelle-Écosse, les codemandeurs se sont dits disposés à participer à ce genre de sondage. Ils ont aussi reconnu que le marché du gaz dans les Maritimes en est aux premiers stades de développement et que, par conséquent, c'est un marché étroit et moins liquide que celui des produits du gaz en Alberta. Cependant, ils ont soutenu qu'il existe dans les Maritimes un marché fonctionnel de contrats bilatéraux. Sous ce rapport, ils ont noté que les acheteurs canadiens et les producteurs du gaz SOEP ont conclu des transactions sans lien de dépendance pour répondre à leurs besoins aux Canada.

Opinion de l'Office

Applicabilité de la méthode axée sur les conditions du marché

La province du Nouveau-Brunswick a soulevé la question à savoir s'il convenait d'appliquer la MACM à l'examen de la présente demande d'exportation de gaz naturel issu du SOEP, compte tenu de l'absence d'un marché concurrentiel qui fonctionne bien. Comme nous l'avons mentionné au chapitre 2 des motifs de décision, la MACM est l'instrument par lequel l'Office établit qu'un projet répond aux exigences de l'article 118. Dans le cadre de l'application de la MACM en l'espèce, l'Office évalue notamment les questions qui ont été soulevées par la province du Nouveau-Brunswick. Par conséquent, l'Office est d'avis que la MACM est l'instrument qui convient pour évaluer le bien-fondé de la demande visant l'exportation de gaz naturel issu du SOEP.

Méthode d'intervention en fonction des plaintes

La méthode d'intervention en fonction des plaintes est la première composante de la MACM. Les utilisateurs canadiens de gaz naturel doivent avoir l'occasion d'acheter du gaz à des conditions aussi favorables que celles qui sont offertes aux clients à l'exportation. L'Office note qu'étant donné qu'aucune plainte n'a été déposée au cours de l'instance GH-1-99, les codemandeurs ont satisfait à cet aspect de la MACM.

Évaluation des incidences de l'exportation

L'ÉIE constitue la deuxième composante de la MACM et consiste pour l'Office à déterminer si le projet d'exportation risque d'empêcher les Canadiens de répondre à leurs besoins énergétiques à des prix de marché équitables.

Selon les prévisions globales de l'offre et de la demande portant jusqu'en 2010, prévisions qui figurent dans le Rapport technique de 1994 de l'Office, les Canadiens ne risquent pas d'avoir des difficultés à satisfaire leurs besoins énergétiques à des prix de marché équitables. L'Office estime que l'approbation de la licence demandée, pour des exportations totalisant $3\,262,0 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($115,1 \times 10^9 \text{ pi}^3$), ne changerait en rien cette conclusion. En outre, l'Office note que la durée de l'exportation projetée n'est que d'environ sept ans et demi, après quoi les volumes de gaz en question pourraient être disponibles pour satisfaire aux besoins intérieurs, y compris soutenir la croissance des marchés des SDL.

Bien qu'il soit satisfait de la preuve que les codemandeurs ont produite relativement à l'ÉIE, l'Office convient avec la Nouvelle-Écosse que fournir une preuve à l'égard du bilan prévu de l'offre et de la demande de gaz naturel dans les Maritimes aurait permis aux Canadiens de mieux comprendre le nouveau marché du gaz qui se développe dans cette région, dans le contexte des exportations demandées.

Autres facteurs touchant l'intérêt public

La dernière composante du volet «audience publique» de la MACM consiste dans l'examen des autres facteurs touchant l'intérêt public. L'Office examine tous les facteurs dont il est normalement tenu compte, qui sont énumérés au chapitre 2, ainsi que tous autres facteurs qu'il estime pertinents.

En ce qui a trait aux effets éventuels du projet d'exportation sur l'environnement, l'Office fait remarquer que les incidences environnementales du SOEP et du projet de gazoduc Maritimes & Northeast ont été étudiées dans le cadre d'audiences publiques antérieures. De plus, l'Office constate que les codemandeurs ont affirmé qu'aucun investissement en sus des immobilisations examinées dans le Rapport de la Commission d'examen ne sera nécessaire pour acheminer le gaz au marché. L'Office en conclut, par conséquent, qu'il n'y a pas lieu en l'espèce d'effectuer une évaluation environnementale plus poussée.

L'Office est conscient que les provinces Maritimes s'inquiètent que des exportations aient lieu alors même qu'une demande interne se développe dans la région, ce qui comprend les besoins des éventuelles SDL. Cependant, l'Office n'est pas d'accord avec le Nouveau-Brunswick sur le fait que le marché de l'île de Sable est isolé du marché du gaz nord-américain. L'Office souligne que le SOEP a été conçu dans le contexte du marché nord-américain, pour satisfaire autant la demande intérieure que celle de marchés d'exportation. L'Office ne voit pas le bien-fondé de retarder sa décision, comme l'a proposé le Nouveau-Brunswick, suggestion qui, si elle était retenue, pourrait nuire au cours normal des activités commerciales sur le marché.

L'Office se rend compte que le SOEP et le projet de gazoduc Maritimes & Northeast au Canada et aux É.-U. sont des initiatives issues des besoins du marché. Sous ce rapport, l'Office partage l'avis des codemandeurs à savoir que toute partie peut, à tout moment, négocier des arrangements en vue de l'achat de gaz et que les acheteurs, s'ils le jugent nécessaire, peuvent déposer des plaintes à l'encontre de demandes de licence d'exportation de gaz naturel.

L'établissement hâtif de contrats de vente du gaz issu du SOEP sur les marchés intérieurs et d'exportation est conforme aux pratiques contractuelles ayant cours sur le marché du gaz nord-américain, qui peut exiger une preuve de l'existence de contrats pour appuyer le financement de projets. En outre, comme la Commission d'examen public conjoint l'a mentionné dans la décision qu'elle a rendue dans l'instance GH-6-96, les exportations représentent un élément indissociable du soutien du SOEP. Le projet d'exportation des codemandeurs est donc conforme à cette décision et reflète le cours normal des activités commerciales sur le marché nord-américain du gaz naturel, auquel le SOEP est lié.

L'Office note que les acheteurs canadiens et les producteurs du gaz SOEP ont déjà conclu des transactions sans lien de dépendance pour satisfaire leurs besoins en gaz dans les Maritimes. Il en conclut donc que le marché émergent du gaz dans les Maritimes, soutenu par des contrats bilatéraux passés entre entreprises indépendantes, représente un marché qui fonctionne normalement. L'Office, en outre, n'a relevé aucun indice d'échec du marché. Enfin, l'Office a établi à sa satisfaction que les mécanismes d'établissement des prix sous-tendant ce projet d'exportation sont des informations du domaine public et que, compte tenu de l'accessibilité des indices de prix pertinents, ces mécanismes assurent à la fois la transparence quant aux prix et l'accès opportun à l'information sur les prix.

L'Office estime que le fait de réserver pour les marchés canadiens des quantités précises des réserves de gaz non assujetties à des contrats avant d'autoriser les exportations pourrait entraîner une distorsion du marché, qui risquerait de nuire au développement actuel dans les Maritimes d'un marché du gaz qui fonctionne bien et qui, prévoit-on, devrait prendre son essor grâce au rôle de projet d'«amorce» joué par le SOEP.

L'Office constate que PIRL fournissait du gaz à Boston Gas à même ses approvisionnements en Alberta à raison, essentiellement, d'un facteur de charge de 100 % et que les volumes visés par la présente demande sont censés fournir un rendement similaire pendant toute la durée de la licence sollicitée. L'Office fait aussi remarquer que Boston Gas aura à payer des pénalités substantielles en cas de volumes déficitaires. L'Office est donc convaincu qu'il y a raison de s'attendre que les volumes visés par la licence seront pris.

L'entente modifiée renferme un mécanisme axé sur le marché pour la détermination du prix du gaz. En outre, l'entente prévoit la révision du prix et un processus d'arbitrage exécutoire. L'Office est donc convaincu que l'entente d'achat de gaz demeurera attrayante pour les parties en cause pendant la période proposée, et qu'elle est, de ce fait, durable.

L'Office a examiné l'entente modifiée passée entre PIRL et Boston Gas, et est convaincu qu'elle a été conclue entre entreprises indépendantes.

Étant donné que PIRL est propriétaire de la part de l'approvisionnement en gaz issu du SOEP sur laquelle s'appuie la présente demande d'exportation de gaz, il n'est pas nécessaire de se prononcer sur la question de l'appui des producteurs.

L'approvisionnement en gaz qui sous-tend le projet d'exportation a fait l'objet d'un examen par la Commission d'examen public conjoint au cours de l'instance GH-6-96. L'Office est convaincu que l'intérêt de 9 % que PIRL détient dans les réserves du SOEP excède le volume des exportations prévues à la licence sollicitée. En outre, PIRL a une capacité de production suffisante pour satisfaire à ses besoins pendant toute la durée de la licence demandée.

L'Office note qu'en vertu des obligations que lui confère l'entente modifiée, Boston Gas est responsable de tous les arrangements relatifs au transport en aval de Goldboro, en Nouvelle Écosse. Par conséquent, l'Office est convaincu que les frais connexes de transport sur le réseau de Maritimes & Northeast - Canada seront payés pendant la durée du projet d'exportation.

L'entente modifiée prévoit une période de validité et un volume qui correspondent à ceux de la licence sollicitée. L'Office constate que les arrangements liés au transport visent une période de base qui va jusqu'au 31 octobre 2002 et qu'ils peuvent être reconduits pour couvrir le reste de la période de validité de la licence. Ayant tenu compte de ce fait, et de la suffisance de l'approvisionnement en gaz, tel qu'examiné au cours d'audiences publiques antérieures, l'Office est convaincu que la durée proposée de la licence est appropriée.

Conclusion

À la lumière de tous les facteurs examinés au cours de la présente instance, l'Office a établi à sa satisfaction que la quantité de gaz destinée à l'exportation ne dépasse pas l'excédent de la production, compte tenu des besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada et des tendances dans la découverte de gaz au pays.

Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz naturel à Pétrolière Impériale Ressources Limitée et à Boston Gas Company, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence sont énoncées à l'annexe I.

L'Office a également décidé de révoquer la licence GL-151, tel que Pétrolière Impériale Ressources Limitée et Boston Gas Company l'ont demandé. L'Office fera parvenir l'ordonnance de révocation RO-GL-151 aux codemandeurs dans les délais utiles.

Chapitre 5

Dispositif

Les chapitres précédents constituent notre décision et nos motifs de décision relativement à la demande examinée par l'Office au cours de l'audience GH-1-99.

J.A. Snider
membre président

K.W. Vollman
membre

J.-P. Théorêt
membre

Calgary (Alberta)
Juin 1999

Annexe I

Conditions de la licence à délivrer

1.
 - a) Sous réserve de la condition 1b), la licence entre en vigueur à la date de début des livraisons et expire le 31 mars 2007.
 - b) La licence expirera le 1^{er} novembre 2001 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) 1 205 000 mètres cubes par jour;
 - b) 440 000 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 3 262 000 000 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 journalière 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 St. Stephen, au Nouveau-Brunswick.