



## Office national de l'énergie

---

# Motifs de décision

**Coastal Gas Marketing Company  
(fournisseur : les producteurs)**

**Coastal Gas Marketing Company  
(fournisseur : Morrison)**

**Coastal Gas Marketing Company  
(fournisseur : Petro-Canada)**

**Morgan Hydrocarbons Inc. et Coastal Gas  
Marketing Company**

**Renaissance Energy Ltd.**

**St. Lawrence Gas Company Inc.**

**Talisman Energy Inc.  
(Glenns Ferry)**

**Talisman Energy Inc.  
(Rupert)**

**GHW-1-96**

**Septembre 1996**

---

**Exportations de gaz**

## Office national de l'énergie

---

### Motifs de décision

**Coastal Gas Marketing Company  
(fournisseur : les producteurs)**

**Coastal Gas Marketing Company  
(fournisseur : Morrison)**

**Coastal Gas Marketing Company  
(fournisseur : Petro-Canada)**

**Morgan Hydrocarbons Inc. et Coastal Gas  
Marketing Company**

**Renaissance Energy Ltd.**

**St. Lawrence Gas Company Inc.**

**Talisman Energy Inc.  
(Glenns Ferry)**

**Talisman Energy Inc.  
(Rupert)**

Demandes, présentées aux termes de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, visant l'obtention de licences d'exportation de gaz naturel

**GHW-1-96**

**Septembre 1996**

© Ministre des Travaux publics et des Services  
gouvernementaux Canada 1996

N° de cat. NE22-1/1996-14FX  
ISBN 0-662-81512-2

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

© Minister of Public Works and Government Services  
Canada 1996

Cat. No. NE22-1/1996-14E  
ISBN 0-662-25005-2

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

<b>Liste des tableaux</b> .....	iii
<b>Liste des annexes</b> .....	iii
<b>Abréviations</b> .....	iv
<b>Exposé</b> .....	vii
<b>1. Partie VI - demandes d'exportation de gaz</b> .....	1
1.1 Les demandes .....	1
<b>2. Méthode axée sur les conditions du marché</b> .....	3
2.1 Audience publique .....	3
2.2 Suivi .....	4
2.3 Calcul des excédents selon la MACM .....	5
<b>3. Clauses de temporisation</b> .....	7
3.1 Clauses de temporisation .....	7
<b>4. Coastal Gas Marketing Company (fournisseur : les producteurs)</b> .....	8
4.1 Résumé de la demande .....	8
4.2 Approvisionnement en gaz .....	8
4.2.1 Sources .....	8
4.2.2 Réserves .....	9
4.2.3 Capacité de production .....	9
4.3 Transport .....	9
4.4 Marché .....	10
4.5 Contrats de vente de gaz .....	10
4.6 État des autorisations réglementaires .....	11
<b>5. Coastal Gas Marketing Company (fournisseur : Morrison)</b> .....	13
5.1 Résumé de la demande .....	13
5.2 Approvisionnement en gaz .....	13
5.2.1 Sources .....	13
5.2.2 Réserves .....	13
5.2.3 Capacité de production .....	14
5.3 Transport .....	14
5.4 Marché .....	14
5.5 Contrats de vente de gaz .....	14
5.6 État des autorisations réglementaires .....	15

<b>6. Coastal Gas Marketing Company</b>	
<b>(fournisseur : Petro-Canada)</b>	17
6.1 Résumé de la demande	17
6.2 Approvisionnement en gaz	17
6.2.1 Sources	17
6.2.2 Réserves	17
6.2.3 Capacité de production	18
6.3 Transport	18
6.4 Marché	18
6.5 Contrats de vente de gaz	18
6.6 État des autorisations réglementaires	19
<b>7. Morgan Hydrocarbons Inc. et Coastal Gas Marketing Company</b>	21
7.1 Résumé de la demande	21
7.2 Approvisionnement en gaz	21
7.2.1 Sources	21
7.2.2 Réserves	21
7.2.3 Capacité de production	22
7.3 Transport	22
7.4 Marché	22
7.5 Contrats de vente de gaz	22
7.6 État des autorisations réglementaires	23
<b>8. Renaissance Energy Ltd.</b>	25
8.1 Résumé de la demande	25
8.2 Approvisionnement en gaz	25
8.2.1 Sources	25
8.2.2 Réserves	25
8.2.3 Capacité de production	26
8.3 Transport	26
8.4 Marché	26
8.5 Contrat de vente de gaz	26
8.6 État des autorisations réglementaires	27
<b>9. St. Lawrence Gas Company Inc.</b>	29
9.1 Résumé de la demande	29
9.2 Approvisionnement en gaz	29
9.2.1 Sources	29
9.2.2 Réserves	30
9.2.3 Capacité de production	30
9.3 Transport	30
9.4 Marché	30
9.5 Contrat de vente de gaz	31
9.6 État des autorisations réglementaires	31
<b>10. Talisman Energy Inc.</b>	
<b>(Glenns Ferry)</b>	33
10.1 Résumé de la demande	33
10.2 Approvisionnement en gaz	33
10.2.1 Sources	33

10.2.2	Réserves	34
10.2.3	Capacité de production	34
10.3	Transport	34
10.4	Marché	34
10.5	Contrats de vente de gaz	34
10.6	État des autorisations réglementaires	35
<b>11. Talisman Energy Inc.</b>		
	<b>(Rupert)</b>	37
11.1	Résumé de la demande	37
11.2	Approvisionnement en gaz	37
11.2.1	Sources	37
11.2.2	Réserves	38
11.2.3	Capacité de production	38
11.3	Transport	38
11.4	Marché	38
11.5	Contrats de vente de gaz	38
11.6	État des autorisations réglementaires	39
<b>12.</b>	<b>Dispositif</b>	<b>41</b>

## Liste des tableaux

Tableau 1-1		
Résumé des licences sollicitées		2

## Liste des annexes

Annexe I		42
Conditions des licences qui seront délivrées		42

## Abréviations

$10^3\text{pi}^3$	millier de pieds cubes
$10^6\text{pi}^3$	million de pieds cubes
$10^9\text{pi}^3$	milliard de pieds cubes
$10^{12}\text{pi}^3$	billion de pieds cubes
ACS	American Crystal Sugar Company
Btu	thermie britannique
CAÉ	certificat d'acheminement de l'énergie
CCPA	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
Cimarron	Cimarron Petroleum Ltd.
CNRL	Canadian Natural Resources Limited
Coastal	Coastal Gas Marketing Company
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
Empire	Empire State Pipeline Corporation
ERG	ensemble des réserves globales
EUB	Alberta Energy and Utilities Board
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
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

IEB	Iroquois Energy Brokers, LLC
IGTS	Iroquois Gas Transmission Company
Intermountain	Intermountain Gas Company
Jordan	Jordan Petroleum Ltd.
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
MACM	méthode axée sur les conditions du marché
Morgan	Morgan Hydrocarbons Inc.
Morrison	Morrison Petroleum Ltd.
National	National Fuel Gas Supply Corporation
Niagara	Niagara Gas Transmission Company
Northwest	Northwest Pipeline Company
NOVA	NOVA Gas Transmission Ltd.
Office, ONÉ	Office national de l'énergie
Orbit	Orbit Oil & Gas Ltd.
ProGold	ProGold Limited Liability Company
PCGF	projet ou installation de cogénération de Glen Ferris
PCR	projet ou installation de cogénération de Rupert
QJC	quantité journalière contractuelle
QAM	quantité annuelle minimale
QJM	quantité journalière maximale
Renaissance	Renaissance Energy Ltd.
Rigel	Rigel Energy Corporation
Rio Alto	Rio Alto Exploration Ltd.
RR/P	ratio des réserves restantes sur la production
SG	service garanti





## **Exposé**

**RELATIVEMENT À** la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la «Loi») et à ses règlements d'application;

**RELATIVEMENT À** des demandes, présentées aux termes de la partie VI de la Loi, visant l'obtention de nouvelles licences d'exportation de gaz naturel par :

Coastal Gas Marketing Company, une demande conjointe de Morgan Hydrocarbons Inc. et Coastal Gas Marketing, Renaissance Energy Ltd., St. Lawrence Gas Company Inc. et Talisman Energy Inc.

**AUX TERMES DE** l'ordonnance d'audience GHW-1-96;

**ENTENDUE À** Calgary (Alberta), par voie de mémoires.

**DEVANT :**

K. W. Vollman	membre président
R. Illing	membre
R. L. Andrew	membre

## Chapitre 1

# Partie VI - Demandes d'exportation de gaz naturel

---

### 1.1 Les demandes

Au cours de l'instance GHW-1-96, l'Office national de l'énergie (l'«Office» ou l'«ONÉ») a étudié huit demandes visant l'obtention de licences d'exportation de gaz naturel présentées par :

1. Coastal Gas Marketing Company («Coastal (fournisseur : les producteurs)»);
2. Coastal Gas Marketing Company («Coastal (fournisseur : Morrison)»);
3. Coastal Gas Marketing Company («Coastal (fournisseur : Petro-Canada)»);
4. Morgan Hydrocarbons Inc. et Coastal Gas Marketing Company («Morgan-Coastal»);
5. Renaissance Energy Ltd. («Renaissance»);
6. St. Lawrence Gas Company, Inc. («St. Lawrence»);
7. Talisman Energy Inc. («Talisman-Glenns Ferry»);
8. Talisman Energy Inc. («Talisman-Rupert»).

Le tableau 1-1 résume les demandes.

**Tableau 1-1**  
**Résumé des licences sollicitées**

demande	acheteur (type de marché)	durée	point d'exportation	quantités maximales sollicitées		
				journalière 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )	annuelle 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	globale 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
1. Coastal (fournisseur : producteurs)	Coastal (portefeuille de ventes Nord-Est des É.-U.)	1 <sup>er</sup> novembre 1997 au 31 octobre 2007	Chippawa, Ontario	1 367,5 (48,3)	500 (17,7)	5 000 (177)
2. Coastal (fournisseur : Morrison)	American Crystal Sugar/ProGold (portefeuille de ventes)	1 <sup>er</sup> novembre 1997 au 31 octobre 2007	Emerson, Manitoba	199,1 (7)	73 (2,6)	730 (25,5)
3. Coastal (fournisseur : Petro-Canada)	American Crystal Sugar/ProGold (portefeuille de ventes)	1 <sup>er</sup> novembre 1997 au 31 octobre 2007	Emerson, Manitoba	313,5 (11,1)	114,4 (4)	1 144 (40,4)
4. Morgan/ Coastal	Coastal (portefeuille de ventes Nord-Est des É.-U.)	1 <sup>er</sup> novembre 1996 au 31 octobre 2006	Iroquois, Ontario	283,3 (10)	104 (3,7)	1 040 (37)
5. Renaissance	Iroquois Energy (approv. du réseau, Nord-Est des É.-U.)	1 <sup>er</sup> novembre 1997 au 1 <sup>er</sup> novembre 2002	Niagara Falls, Ontario	281,9 (10)	102,9 (3,6)	514,5 (18,2)
6. St. Lawrence	St. Lawrence (approv. du réseau, Nord-Est des É.-U.)	1 <sup>er</sup> novembre 1996 au 31 octobre 2002	Cornwall et Iroquois, Ontario	574,3 (20,3)	106,2 (3,7)	637,2 (22,5)
7. Talisman (Glenns Ferry)	Eastern Energy (centrale de cogénération Glenns Ferry, Idaho)	1 <sup>er</sup> janvier 1997 au 31 décembre 2016	Huntington, Colombie- Britannique	74,7 (2,6)	27,3 (1)	545,5 (19)
8. Talisman (Rupert)	Eastern Energy (centrale de cogénération Rupert, Idaho)	1 <sup>er</sup> janvier 1997 au 31 décembre 2016	Huntington, Colombie- Britannique	78,9 (2,8)	28,8 (1)	575,9 (20,3)

## Chapitre 2

# Méthode axée sur les conditions du marché

---

Dans le cadre de l'examen d'une demande de licence d'exportation de gaz ou de pétrole, l'Office doit se conformer à l'article 118 de la Loi, qui l'oblige à prendre en considération tous les facteurs qu'il juge pertinents. Notamment, il doit s'assurer, aux termes du paragraphe 118(a), que la quantité de gaz devant être exportée ne dépasse pas l'excédent de la production compte tenu des besoins raisonnablement prévisibles d'utilisation au Canada, eu égard aux perspectives de découverte de gaz au pays.

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

Selon la MACM, l'Office agira de deux façons pour veiller à ce que le gaz naturel devant faire l'objet de licences d'exportation dépasse les besoins raisonnablement prévisibles du Canada et soit conforme à l'intérêt public : il tiendra des audiences publiques pour instruire les demandes de licences d'exportation de gaz naturel et il surveillera constamment l'utilisation de l'énergie et l'évolution des marchés de l'énergie au Canada.

## 2.1 Audience publique

Dans le cadre du 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 provenant 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 qui sont offertes à l'exportation, y compris à des prix équivalents. La méthode d'intervention en fonction des plaintes vise à assurer que les acheteurs canadiens, qui ont été actifs sur le marché, ont accès à des approvisionnements en gaz à des conditions semblables à celles qui sont offertes aux clients étrangers;
- 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 décrit 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 intéressées, a été incluse dans le

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. Afin de déterminer si le projet d'exportation est dans l'intérêt public, l'Office évaluera tout autre facteur touchant l'intérêt public qu'il juge pertinent. Normalement, l'Office :
  - évalue la probabilité que les volumes visés par la licence seront pris;
  - détermine si les contrats de vente de gaz sont susceptibles de durer;
  - examine si les contrats de vente de gaz ont été négociés entre entreprises indépendantes;
  - vérifie si la demande de licence est appuyée par des 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 la durée appropriée d'une licence en tenant compte du caractère adéquat de l'approvisionnement en gaz et des contrats de transport et de vente connexes.

Les facteurs susmentionnés sont des exemples des facteurs dont l'Office tient normalement compte dans son évaluation des mérites d'une demande de licence d'exportation de gaz. Toutefois, au cours d'instances particulières, l'Office peut aussi tenir compte d'autres facteurs qu'il juge pertinents dans les circonstances.

## 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 de l'offre canadienne des principaux produits énergétiques, notamment l'électricité, le pétrole et le gaz naturel 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 il 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 sont les tendances dans la découverte de pétrole et de gaz naturel au Canada, l'évolution des parts du marché énergétique desservi par les diverses formes d'énergie et les répercussions selon d'autres hypothèses en matière d'offre et de demande. Ces questions et d'autres figurent dans le plus récent rapport 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, publié en décembre 1994.

Également dans le cadre du suivi, l'Office analyse l'évolution à plus court terme de l'offre, de la demande et des prix du gaz naturel, et il publie des rapports sur ses constatations. De façon générale, le rapport sur l'évaluation du marché du gaz naturel («ÉMGN») et les rapports statistiques connexes portent sur les innovations récentes et les perspectives à court terme concernant les marchés du gaz naturel, la concurrence, l'utilisation des gazoducs pour le transport du gaz au Canada et à l'étranger, ainsi que la quantité 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 constitue un excédent par rapport aux besoins du Canada si les conditions suivantes sont satisfaites :

- 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'éprouvent pas de difficulté à répondre à leurs besoins énergétiques à un prix du 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 ne met pas en lumière d'autres questions touchant l'évolution de l'offre et de la demande qui pourraient faire douter de la capacité future des Canadiens de répondre à leurs besoins énergétiques.

### *Opinion de l'Office*

Étant donné l'absence de plaintes, l'Office juge que les demandeurs à la présente instance ont répondu au premier volet de la MACM, soit l'intervention en fonction des plaintes.

En ce qui concerne le deuxième volet, soit l'ÉIE, tous les demandeurs ont choisi de s'appuyer sur l'ÉIE préparée par l'Office dans son *Rapport technique* de 1994.

La prévision globale de l'offre et de la demande pour la période s'étendant jusqu'à 2010, contenue dans le *Rapport technique* de l'Office, indique que les Canadiens ne devraient pas avoir de difficultés à satisfaire leurs besoins énergétiques à des prix de marché équitables relativement aux demandes. Selon l'Office, la délivrance des licences sollicitées, dont le volume global se chiffre à  $10,2 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $360 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ) de gaz, ne devrait pas affecter cette conclusion.

Dans ses deux demandes, Talisman s'est appuyée sur sa propre évaluation qualitative, pour la période s'étendant de 2011 à 2017, ainsi que sur l'analyse faite par Ressources naturelles Canada, intitulée *Perspectives énergétiques du Canada : 1992 - 2020*, datée d'octobre 1994. Ces analyses indiquent que la quantité de gaz naturel suffira pour répondre aux besoins canadiens et étrangers au cours de la période du projet

d'exportation. Talisman a aussi indiqué que les volumes destinés à l'exportation étaient très petits au cours de cette période.

Compte tenu de cette quantité, soit  $1,1 \cdot 10^9 \text{m}^3$  ( $39 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ ), ainsi que de la certitude raisonnable à l'effet qu'un certain niveau d'exportation de gaz naturel sera soutenable au-delà de 2010, l'Office est convaincu que l'exportation projetée par Talisman n'empêcherait pas les Canadiens de satisfaire à leurs besoins énergétiques futurs à des prix de marché équitables de 2011 à 2017.

En ce qui a trait aux autres facteurs d'intérêt public, la preuve pertinente est présentée dans chaque chapitre des présents motifs. Les constatations relativement à ces facteurs, et à tout autre facteur que l'Office a jugé pertinent, figurent dans la section «Opinion de l'Office» à la fin de chaque chapitre.

Dans l'instance GHW-1-96, dans le cadre de son examen des autres facteurs d'intérêt public, l'Office a examiné les effets environnementaux éventuels des projets d'exportation. Pour ce faire, 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 des effets environnementaux. L'Office examinera les effets environnementaux des nouvelles installations et activités en amont seulement lorsqu'un lien nécessaire s'établit entre ces installations ou activités et les besoins de 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 unique plan d'action. Dans l'instance actuelle, l'Office a déterminé qu'il n'existe pas de lien nécessaire entre les licences sollicitées et toutes nouvelles installations ou activités en amont.

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

Pour ces raisons, l'Office est convaincu que la quantité de gaz que les demandeurs proposent d'exporter ne dépasse pas l'excédent de production compte tenu des besoins raisonnablement prévisibles pour utilisation au Canada, eu égard aux perspectives de découverte du gaz au Canada.



## Chapitre 3

# Clauses de temporisation

---

### 3.1 Clauses de temporisation

Lorsqu'il délivre une licence d'exportation de gaz, l'Office fixe généralement un délai au cours duquel l'exportation doit 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 débutent pas dans le délai imparti, vise à ce que n'entrent en vigueur que les licences pour lesquelles l'acheminement du gaz commence dans un délai raisonnable après la décision. Dans la présente instance, l'Office a consulté les demandeurs pour savoir s'ils acceptaient que leurs licences soient assorties d'une clause de temporisation.

À titre de politique générale, l'Office a fixé ce délai à deux ans à partir de la date prévue d'entrée en vigueur des licences.

## Chapitre 4

# Coastal Gas Marketing Company (fournisseur : les producteurs)

---

### 4.1 Résumé de la demande

Le 29 mars 1996, Coastal Gas Marketing Company («Coastal») a présenté une demande modifiée, aux termes de la partie VI de la Loi, en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel dont les conditions seraient les suivantes :

durée	-	du 1 <sup>er</sup> novembre 1997 au 31 octobre 2007
point d'exportation	-	Chippawa (Ontario)
quantité journalière maximale	-	1 367,5 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (48,3 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité annuelle maximale	-	500 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (17,7 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité globale maximale	-	5 000 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (177 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année

Le gaz dont Coastal propose l'exportation serait tiré des approvisionnements globaux de Canadian Natural Resources Limited («CNRL»), Cimarron Petroleum Ltd. («Cimarron»), Jordan Petroleum Ltd. («Jordan»), Orbit Oil & Gas Ltd. («Orbit»), Rigel Energy Corporation («Rigel»), Rio Alto Exploration Ltd. («Rio Alto») et Wainoco Oil Corporation («Wainoco»), appelées collectivement les «producteurs». Le gaz serait transporté sur le réseau NOVA jusqu'à la frontière albertaine près d'Empress. TransCanada PipeLines Limited («TransCanada») le livrerait alors au point d'exportation situé à Chippawa (Ontario). À partir de la frontière internationale, le gaz serait expédié sur le réseau d'Empire State Pipeline Corporation («Empire») jusqu'aux pipelines de raccordement qui l'achemineraient aux marchés situés essentiellement dans le Nord-Est des É.-U.

### 4.2 Approvisionnement en gaz

#### 4.2.1 Sources

Les producteurs puiseront le gaz à même leurs approvisionnements globaux en Alberta, en Colombie-Britannique (C.-B.) et en Saskatchewan. Aucun gisement particulier n'a été affecté par contrat à Coastal.

## 4.2.2 Réerves

Les estimations des réserves fournies par Coastal à l'Office pour chacun des producteurs proviennent de l'Alberta Energy and Utilities Board («EUB»), du producteur ou de son expert-conseil. Voici la ventilation de l'approvisionnement global de chaque producteur.

<u>compagnie</u>	<u>réserves de l'Alberta</u>		<u>réserves globales</u>	
CNRL	22 428 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	(796 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	30 539 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	(1 084 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Cimarron	432 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	(15 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	5 354 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	(189 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Jordan	524 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	(18 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	4 459 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	(157 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Orbit	1 227 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	(43 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	2 899 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	(103 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Rigel	725 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	(26 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	non disponible	
Rio Alto	3 457 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	(123 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	9 645 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	(340 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Wainoco	402 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	(14 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	3 768 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	(134 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )

En résumé, les estimations des réserves globales, qui se chiffrent à 57 389 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (2 026 10<sup>12</sup>pi<sup>3</sup>) dépassent les volumes totaux visés par les engagements, soit 37 631 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (1 328 10<sup>12</sup>pi<sup>3</sup>), qui seront pris à même ces réserves, y compris le volume dont l'exportation est projetée.

## 4.2.3 Capacité de production

Coastal a présenté une comparaison de la capacité de production et des besoins annuels pour chacun des producteurs. Dans la plupart des cas, les producteurs seront en mesure d'honorer leurs contrats en s'appuyant sur les réserves établies actuelles. Toutefois, dans le cas de CNRL, cette dernière s'appuie sur la croissance de ses réserves et de sa capacité de production pour respecter ses engagements. Les deux scénarios de croissance fournis par CNRL à l'Office - 10 % et 15 % - sont des estimations prudentes basées sur une moyenne antérieure d'environ 28 % de croissance annuelle de la production au cours des six dernières années. De façon générale, les comparaisons établies par Coastal indiquent que la capacité de production est suffisante pendant la majeure partie de la durée de la licence sollicitée.

## 4.3 Transport

Coastal a indiqué que chacun des producteurs détient des contrats de transport garanti sur le réseau NOVA qui permettront de livrer le gaz à Empress (Alberta). Ces contrats expirent le 31 octobre 2007.

Coastal a déposé une entente préalable de transport du gaz sur le réseau TransCanada du point de livraison situé à Empress jusqu'à la frontière internationale à Chippawa (Ontario). L'entente entrerait en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1997 et expirerait le 31 octobre 2007.

Coastal a aussi signé une entente préalable avec Empire pour une durée de dix ans, à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1997, pour le transport du gaz de la frontière internationale jusqu'au point de livraison précisé par Coastal.

#### 4.4 Marché

Le gaz dont Coastal propose l'exportation fera partie de son portefeuille d'approvisionnements globaux. Elle vend plus de 14,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (500 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>) par jour de gaz dans le Nord-Est des É.-U., surtout à des distributeurs locaux, ainsi qu'à des services d'électricité et des utilisateurs ultimes du secteur industriel.

#### 4.5 Contrats de vente de gaz

Coastal a présenté des contrats d'achat de gaz signés avec chacun des producteurs. Les contrats entrent en vigueur à la date de leur signature respective, et ils expirent le 31 octobre 2007.

Chaque producteur est tenu de livrer la quantité journalière maximale («QJM») suivante :

<u>compagnie</u>	<u>10<sup>3</sup>m<sup>3</sup></u>	<u>10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup></u>
CNRL	418,5	14,8
Cimmaron	139	4,9
Jordan	112	4,0
Orbit	280	9,9
Rigel	140	4,9
Rio Alto	139	4,9
<u>Wainoco</u>	<u>139</u>	<u>4,9</u>
total	1367,5	48,3

Chaque producteur est tenu de livrer à Coastal la quantité de gaz demandée, à concurrence de la QJM. À défaut, il devra lui rembourser tous les frais supplémentaires entraînés par le remplacement des volumes manquants. Coastal doit acheter une quantité annuelle minimale («QAM») égale à 95 % de la somme des QJM. À défaut, elle est responsable du coût d'opportunité théorique lié aux ventes sur les marchés de remplacement.

Le prix versé à chaque producteur est basé sur les rentrées nettes, calculées d'après le prix moyen, pondéré sur une base volumétrique, que reçoit Coastal de ses clients par million de Btu durant le mois précédent, plus les gains sur les opérations de couverture et nets des frais de transport d'Empress (Alberta) jusqu'au point de livraison applicable à Empire State, des frais d'exploitation et d'incitation,

des frais engagés par Coastal pour livrer le gaz à son marché, des pertes sur les opérations de couverture, et des frais associés au remplacement des volumes manquants.

Coastal a estimé que le prix moyen pondéré, pour janvier 1996 à la frontière de l'Alberta, aurait été de 3,80 \$CAN/GJ (3,99 \$CAN/10<sup>6</sup>Btu).

## **4.6 État des autorisations réglementaires**

Coastal a déclaré que les producteurs prévoient déposer leurs demandes respectives d'acheminement du gaz auprès de l'EUB d'ici au 1<sup>er</sup> septembre 1996. En outre, elle a indiqué qu'elle prévoit déposer, d'ici au 15 juillet 1996, une demande auprès du Department of Energy - Office of Fossil Fuel («DOE/FE») des États-Unis («É.-U.») pour obtenir une autorisation d'importation.

### *Opinion de l'Office*

L'Office reconnaît que Coastal est une importante négociante de gaz dans le Nord-Est des É.-U. et il note qu'elle doit acheter une QAM égale à 95 % de la QJM. Il est donc convaincu que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes visés par la licence sollicitée soient pris.

L'Office reconnaît que, dans les contrats de vente de gaz, la tarification en fonction des rentrées nettes est axée sur les conditions du marché et que les contrats d'achat de gaz devraient donc être durables pendant la période d'exportation projetée.

L'Office a examiné les contrats d'achat de gaz passés entre Coastal et les producteurs et il est convaincu qu'ils ont été négociés entre entreprises indépendantes.

Comme les volumes de gaz visés par la licence sollicitée appartiennent aux producteurs, il n'est pas nécessaire de démontrer que Coastal a le soutien des producteurs.

L'examen, fait par l'Office, de l'approvisionnement en gaz soumis par Coastal révèle que les estimations des réserves globales des producteurs dépassent les engagements totaux pris à même ces réserves et que la capacité de production de Coastal dépasse les besoins de celle-ci pendant la majeure partie de la durée de la licence sollicitée.

L'Office note que Coastal doit assumer les frais de transport sur le réseau TransCanada et que les rentrées produites dans le cadre des contrats de vente de gaz seront probablement assez élevées pour permettre aux producteurs de payer les frais liés à la demande qui sont perçus sur le réseau NOVA. Il est donc convaincu que les contrats de vente de gaz prévoient le paiement des frais de transport connexes par les pipelines canadiens pendant la période d'exportation projetée.

L'Office note que la durée et les volumes des contrats d'achat et de transport de gaz correspondent à ceux de la licence sollicitée. Il est donc convaincu que la durée de la licence sollicitée est appropriée.

## **Décision**

**L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gas à Coastal Gas Marketing Company, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les conditions de la licence figurent à l'annexe I.**

## Chapitre 5

# Coastal Gas Marketing Company (fournisseur : Morrison)

---

### 5.1 Résumé de la demande

Le 29 mars 1996, Coastal a présenté une demande, aux termes de la partie VI de la Loi, en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel dont les conditions seraient les suivantes :

durée	-	du 1 <sup>er</sup> novembre 1997 au 31 octobre 2007
point d'exportation	-	Emerson (Manitoba)
quantité journalière maximale	-	199,1 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (7 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité annuelle maximale	-	73 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (2,6 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité globale maximale	-	730 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (25,5 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année

Le gaz dont Coastal propose l'exportation serait tiré des approvisionnements globaux de Morrison Petroleum Ltd. («Morrison»). Le gaz serait transporté sur le réseau NOVA jusqu'à la frontière albertaine près d'Empress. TransCanada le livrerait ensuite au point d'exportation situé à Emerson (Manitoba). À partir de la frontière internationale, le gaz serait expédié sur le réseau de Viking Gas Transmission Company («Viking») jusqu'aux pipelines de raccordement aux fins de livraison aux usines de l'American Crystal Sugar Company («ACS») et de ProGold Limited Liability Company («ProGold»).

### 5.2 Approvisionnement en gaz

#### 5.2.1 Sources

Le gaz dont l'exportation est proposée sera tiré des approvisionnements globaux de Morrison en Alberta. Aucun gisement particulier n'a été affecté par contrat à Coastal.

#### 5.2.2 Réserves

Morrison a déclaré que, d'après une analyse indépendante de ses approvisionnements globaux, elle dispose de réserves établies se chiffrant à environ 11 249 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (397 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>). Selon l'EUB, ces approvisionnements se chiffreraient à 4 901 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (173 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>) au 31 décembre 1995. Les estimations de l'EUB ne comprennent pas les réserves que Morrison a affectées aux contrats à long terme des consortiums; elles représentent donc un approvisionnement non affecté disponible pour vente sur

d'autres marchés. Les engagements pris par Morrison en matière de ventes fermes de gaz pris à même ses approvisionnements, y compris la vente de gaz à Coastal, se chiffrent à  $3\,760\,10^6\text{m}^3$  ( $133\,10^9\text{pi}^3$ ).

### **5.2.3 Capacité de production**

Morrison a présenté une prévision de sa capacité de production annuelle, à même ses approvisionnements globaux, par rapport à ses engagements annuels, à même ses approvisionnements globaux. La prévision indique que Morrison dispose d'une capacité de production suffisante pendant la majeure partie de la durée de la licence sollicitée.

## **5.3 Transport**

Morrison a une entente de service garanti («SG») pour le transport du gaz sur le réseau NOVA en Alberta. Coastal a signé une entente préalable avec TransCanada pour le SG de transport requis sur le réseau de cette dernière. Viking a signé des ententes préalables de 15 ans avec ACS et ProGold individuellement pour fournir le transport du gaz, dans le cadre du SG, de la frontière internationale jusqu'à leurs usines situées au Minnesota et dans le Dakota du Nord.

## **5.4 Marché**

Coastal est une négociante qui dessert divers marchés du gaz au Canada et aux É.-U. Elle vend actuellement  $99\,10^6\text{m}^3$  ( $3,5\,10^9\text{pi}^3$ ) de gaz naturel par jour au Canada et aux É.-U., dont  $42,5\,10^6\text{m}^3$  ( $1,5\,10^9\text{pi}^3$ ) dans le Midwest.

Le gaz dont Coastal projette l'exportation serait surtout destiné aux usines de sucre d'ACS situées au Minnesota et dans le Dakota du Nord, et à l'usine d'extraction de l'amidon du maïs par voie humide de ProGold dans le Dakota du Nord.

## **5.5 Contrats de vente de gaz**

Coastal et Morrison ont signé une entente d'achat de gaz, en date du 14 mars 1996, qui expirerait le 31 octobre 2007. L'entente est assortie de conditions préalables, à savoir l'obtention des autorisations réglementaires et de la capacité de transport du gaz, dans le cadre du SG, en aval à partir d'Emerson (Manitoba).

L'entente d'achat de gaz entre Coastal et Morrison prévoit une QJM de  $199,1\,10^3\text{m}^3$  ( $7\,10^6\text{pi}^3$ ), plus le combustible associé. Elle prévoit un facteur de charge de 100 % essentiellement ainsi que des amendes si Coastal ne prend pas au moins 85 % du gaz pour le marché à terme. Tout le gaz qui n'est pas commandé à titre de gaz pour le marché à terme est considéré être du gaz au comptant. Si Coastal ne commande pas au moins 50 % de la QJM pendant une période de 10 jours consécutifs, ou une période cumulative de 15 jours durant une année contractuelle, Morrison peut mettre fin à l'entente. Si Morrison ne livre pas à Coastal (pour des raisons autres que la force majeure) la quantité de gaz demandée, à concurrence de la QJM, elle devra lui rembourser les frais supplémentaires entraînés par l'achat de gaz de remplacement.



Le prix à l'exportation est basé sur les rentrées nettes d'après la moyenne du prix du gaz pour le marché à terme et du prix du gaz au comptant. Le prix du gaz pour le marché à terme serait indexé au prix du gaz à Ventura, publié dans le «*Inside FERC's Gas Market Report*», avec un ajustement pour l'écart différentiel. Le prix du gaz au comptant est indexé au prix du gaz à Emerson, publié dans le «*Gas Daily*» de Pasha Publications Inc. Les prix mensuels du gaz pour le marché à terme et du gaz au comptant prévoient une réduction pour les frais d'exploitation et autres frais. Morrison est tenue de payer les frais de transport sur le réseau NOVA, alors que Coastal est tenue de payer les frais de transport sur le réseau TransCanada. L'entente d'achat de gaz prévoit la renégociation des prix du gaz pour le marché à terme et des frais d'exploitation après le 31 octobre 2001.

Coastal et Morrison ont convenu de soumettre à l'arbitrage tout différend lié à l'entente d'achat de gaz qu'elles ne peuvent résoudre.

Coastal a estimé que le prix basé sur les rentrées nettes, en janvier 1996 à la frontière de l'Alberta, aurait atteint 2,28 \$CAN/GJ (2,39 \$CAN/10<sup>6</sup>Btu).

La durée et les volumes visés par les contrats de vente de gaz que Coastal a passés avec ACS et ProGold correspondent à ceux de l'entente d'achat de gaz passée entre Coastal et Morrison.

## **5.6 État des autorisations réglementaires**

Morrison a demandé à l'EUB un permis d'acheminement. Elle devrait déposer auprès de DOE/FE, d'ici au 15 juillet 1996, une demande d'autorisation d'importer.

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

L'Office note que l'entente d'achat de gaz prévoit un facteur de charge minimal de 85 % de la QJM annualisée au cours de la période d'exportation projetée. Il note aussi qu'il y a des amendes pour non-livraison des volumes demandés. Par conséquent, l'Office est convaincu que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes visés par la licence sollicitée soient pris.

L'Office note l'approche axée sur le marché qui a servi à calculer le prix du gaz, dans laquelle les prix du gaz pour le marché à terme et le prix du gaz au comptant sont indexés d'après l'indice des prix du gaz à Ventura et l'indice des prix du gaz à Emerson, respectivement. Il note aussi que l'entente d'achat de gaz prévoit la renégociation du prix du gaz pour le marché à terme et des frais d'exploitation après le 31 octobre 2001. En outre, l'Office note les dispositions d'arbitrage obligatoire contenues dans l'entente d'achat de gaz. Il est donc convaincu que le contrat d'achat de gaz demeurera intéressant pour les parties au cours de la période d'exportation projetée et, par conséquent, qu'il est durable.

L'Office a examiné les contrats d'achat de gaz passés entre Coastal et Morrison et il est convaincu qu'ils ont été négociés entre entreprises indépendantes.

L'Office est convaincu que les dispositions de tarification de l'entente de vente de gaz prévoient le paiement des frais de transport connexes sur les pipelines canadiens pendant la durée du contrat.

L'examen, fait par l'Office, de l'approvisionnement en gaz que Morrison a soumis révèle que les réserves de Morrison dépassent ses engagements totaux pris à même ces réserves. La capacité de production de Morrison dépasse aussi sa demande à même ces réserves pendant la majeure partie de la durée de la licence sollicitée.

L'Office note que la durée et les volumes spécifiés dans les ententes de transport et d'achat du gaz correspondent à ceux de la licence sollicitée. Par conséquent, il est convaincu que la durée de la licence sollicitée est appropriée.

### **Décision**

**L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Coastal Gas Marketing Company, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les conditions de la licence figurent à l'annexe 1.**

## Chapitre 6

# Coastal Gas Marketing Company (fournisseur : Petro-Canada)

---

### 6.1 Résumé de la demande

Le 29 mars 1996, Coastal Gas Marketing Company («Coastal») a présenté une demande, aux termes de la partie VI de la Loi, en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel dont les conditions seraient les suivantes :

durée	-	du 1 <sup>er</sup> novembre 1997 au 31 octobre 2007
point d'exportation	-	Emerson (Manitoba)
quantité journalière maximale	-	313,5 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (11,1 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité annuelle maximale	-	114,4 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (4 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité globale maximale	-	1 144 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (40,4 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année

Le gaz dont Coastal propose l'exportation serait tiré des approvisionnements globaux de Petro-Canada («Petro-Canada»). Il serait transporté sur le réseau NOVA jusqu'à la frontière albertaine près d'Empress. TransCanada PipeLines Limited («TransCanada») livrerait ensuite le gaz au point d'exportation situé à Emerson (Manitoba). À partir de la frontière internationale, le gaz serait expédié sur le réseau Viking jusqu'à des pipelines d'interconnexion aux fins d'acheminement aux usines d'ACS et de ProGold.

### 6.2 Approvisionnement en gaz

#### 6.2.1 Sources

Petro-Canada fournirait le gaz à même ses approvisionnements globaux en Alberta. Aucun gisement particulier n'a été affecté par contrat à Coastal.

#### 6.2.2 Réserves

Petro-Canada a soutenu que ses réserves totales de gaz naturel au 31 décembre 1995, en Alberta, en C.-B. et en Saskatchewan, se chiffraient à environ 58 497 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (2,1 10<sup>12</sup>pi<sup>3</sup>). L'approvisionnement de Petro-Canada en Alberta qui est libre de contrats comprend un ensemble de réserves globales et des réserves, ne faisant plus l'objet de contrats, dont l'estimation a été faite par l'EUB. Au 31 décembre 1994, l'EUB estimait les réserves restantes de Petro-Canada en Alberta qui sont libres de contrats à 15 774 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (557 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>). Petro-Canada estimait qu'en 1995 la production à même ces

réserves avait atteint  $1\,577\,10^6\text{m}^3$  ( $55,7\,10^9\text{pi}^3$ ), les réserves restantes s'élevant donc à  $14\,197\,10^6\text{m}^3$  ( $501\,10^9\text{pi}^3$ ) au 31 décembre 1995. Ces réserves dépassaient les volumes prévus de production, soit  $12\,713\,10^6\text{m}^3$  ( $449\,10^9\text{pi}^3$ ), ce qui comprend les volumes visés par la licence sollicitée, pendant la durée de la licence.

### **6.2.3 Capacité de production**

Petro-Canada a fourni une comparaison de la demande de gaz à long terme sur son marché et de sa capacité de production en Alberta. Il en ressort que sa capacité de production dépasse les besoins à long terme sur son marché pendant la durée de la licence proposée.

## **6.3 Transport**

Petro-Canada a une entente de SG qui couvre la capacité requise de transport sur le réseau NOVA. Coastal a signé une entente préalable pour la capacité de SG requise avec TransCanada. Viking a signé des ententes préalables de 15 ans avec ACS et ProGold pour assurer le transport du gaz, dans le cadre du SG, de la frontière internationale jusqu'à leurs usines situées au Minnesota et dans le Dakota du Nord.

## **6.4 Marché**

Coastal est une négociante qui dessert divers marchés au Canada et aux É.-U. Elle vend actuellement  $99\,10^6\text{m}^3$  ( $3,5\,10^9\text{pi}^3$ ) de gaz naturel par jour au Canada et aux É.-U., dont  $42,5\,10^6\text{m}^3$  ( $1,5\,10^9\text{pi}^3$ ) dans le Midwest.

Le gaz dont Coastal propose l'exportation serait surtout destiné aux usines de sucre d'ACS situées au Minnesota et dans le Dakota du Nord, et à l'usine d'extraction de l'amidon de maïs par voie humide de ProGold située dans le Dakota du Nord.

## **6.5 Contrats de vente de gaz**

Coastal et Petro-Canada ont signé une entente d'achat de gaz, en date du 1<sup>er</sup> mars 1996, qui expire le 31 octobre 2007. L'entente est assortie de certaines conditions préalables, à savoir l'obtention des autorisations réglementaires ainsi que du transport du gaz, dans le cadre du SG, sur le réseau TransCanada et en aval à partir Emerson (Manitoba).

L'entente d'achat de gaz entre Coastal et Petro-Canada prévoit une QJM de  $313,5\,10^3\text{m}^3$  ( $11,1\,10^6\text{pi}^3$ ), plus le combustible associé. Elle prévoit une amende si Coastal ne prend pas au moins 85 % du gaz dont elle a besoin à titre de gaz pour le marché à terme. Tout le gaz qui n'est pas commandé à ce titre est considéré être de gaz au comptant. Si Petro-Canada ne livre pas à Coastal (pour des raisons autres que la force majeure) la quantité de gaz demandée, à concurrence de la QJM, elle lui rembourserait les frais supplémentaires entraînés par l'achat de gaz de remplacement.

Le prix à l'exportation est basé sur les rentrées nettes d'après le prix moyen du gaz, pondéré sur une base volumétrique, par million de Btu sur le marché à terme et sur le marché au comptant. Le prix du

gaz pour le marché à terme serait indexé d'après le prix du gaz à Ventura, publié dans le «*Inside FERC's Gas Market Report*», avec un ajustement pour l'écart différentiel et l'IPC annuel, sous réserve d'un plafond spécifique. Le prix du gaz au comptant est le prix moyen du gaz au comptant au point d'interconnexion entre TransCanada et Great Lakes/Viking à Emerson. Petro-Canada doit payer les frais de transport sur le réseau NOVA, alors que Coastal doit payer les frais de transport sur le réseau TransCanada. L'entente d'achat de gaz prévoit la renégociation des prix du gaz pour le marché à terme après le 31 octobre 2001.

Coastal et Petro-Canada ont consenti à soumettre à l'arbitrage tout différend lié au mécanisme de tarification de l'entente d'achat de gaz ou à des changements importants dans les règlements gouvernementaux qui affecteraient l'entente.

Coastal a estimé que le prix basé sur les rentrées nettes, pour janvier 1996 à la frontière de l'Alberta, aurait été de 2,28 \$ CAN/GJ (2,39 \$ CAN/10<sup>6</sup>Btu).

La durée et les volumes spécifiés dans les contrats de vente de gaz que Coastal a passés avec ACS et ProGold correspondent à ceux de l'entente d'achat de gaz passée entre Coastal et Petro-Canada.

## **6.6 État des autorisations réglementaires**

Petro-Canada a demandé à l'EUB un permis d'acheminement. Elle devrait déposer auprès du DOE/FE, d'ici au 15 juillet 1996, une demande d'autorisation d'importer.

### *Opinion de l'Office*

L'Office note que Coastal est tenue d'acheter au moins 85 % de la QJM annualisée comme gaz pour le marché à terme. Il note aussi qu'il y a une amende pour les volumes manquants. Il est donc convaincu que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes visés par la licence sollicitée soient pris.

L'Office note l'approche axée sur le marché qui a servi à calculer le prix du gaz, dans laquelle le prix du gaz pour le marché à terme sera indexé au prix du gaz à Ventura, et que le prix du gaz au comptant sera le prix moyen du gaz au comptant au point d'interconnexion entre TransCanada et Great Lakes/Viking à Emerson. Il note aussi que l'entente d'achat de gaz prévoit la renégociation des prix du gaz pour le marché à terme après le 31 octobre 2001. En outre, l'Office note que l'entente d'achat de gaz prévoit l'arbitrage obligatoire. Il est donc convaincu que l'entente d'achat de gaz devrait demeurer intéressante pour les parties pendant la période d'exportation proposée et qu'elle est donc durable.

L'Office a examiné le contrat d'achat de gaz passé entre Coastal et Petro-Canada et il est convaincu qu'il a été négocié entre entreprises indépendantes.

L'Office est convaincu que les dispositions de tarification de l'entente d'achat de gaz prévoient le paiement des frais de transport connexes sur les pipelines canadiens pendant la durée du contrat.

L'examen, fait par l'Office, de l'approvisionnement en gaz que Petro-Canada a soumis révèle que les réserves de Petro-Canada dépassent les engagements totaux pris à même ces réserves, et que la capacité de production de Petro-Canada dépasse ses besoins pendant la durée de la licence sollicitée.

Comme l'approvisionnement en gaz destiné à l'exportation appartient à Petro-Canada, il n'est pas nécessaire de démontrer le soutien des producteurs.

L'Office note que la durée et les volumes spécifiés dans les contrats de transport et d'achat du gaz correspondent à ceux de la licence sollicitée. Il est donc convaincu que la durée de la licence sollicitée est appropriée.

### **Décision**

**L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Coastal Gas Marketing Company, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les conditions de la licence figurent à l'annexe 1.**

## Chapitre 7

# Morgan Hydrocarbons Inc. et Coastal Gas Marketing Company

---

### 7.1 Résumé de la demande

Le 12 avril 1996, Morgan Hydrocarbons Inc. et Coastal Gas Marketing Company («Morgan et Coastal») ont demandé, aux termes de la partie VI de la Loi, une licence d'exportation de gaz naturel dont les conditions seraient les suivantes :

durée	-	du 1 <sup>er</sup> novembre 1996 au 31 octobre 2006
point d'exportation	-	Iroquois (Ontario)
quantité journalière maximale	-	283,3 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (10 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité annuelle maximale	-	104 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (3,7 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité globale maximale	-	1 040 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (37 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année

Le gaz dont Morgan et Coastal proposent l'exportation serait tiré des approvisionnements globaux de Morgan. Il serait transporté sur le réseau NOVA jusqu'à la frontière albertaine près d'Empress. TransCanada PipeLines Limited («TransCanada») le livrerait ensuite au point d'exportation situé à Iroquois (Ontario). À partir de la frontière internationale, le gaz serait expédié sur le réseau d'Iroquois Gas Transmission Company («IGTS») jusqu'aux pipelines d'interconnexion aux fins de livraison à divers marchés du Nord-Est des É.-U.

### 7.2 Approvisionnement en gaz

#### 7.2.1 Sources

Le gaz serait tiré des approvisionnements globaux de Morgan. Dans sa preuve, Morgan comprenait dans ses approvisionnements globaux les réserves du champ Marten Creek, dont le gaz a été récemment vendu à Amber Energy Inc., mais qui est actuellement affecté à Morgan sous réserve d'un avis d'annulation de trente jours de la part d'Amber. L'approvisionnement de Morgan comprenait aussi les réserves acquises par Morgan en raison de sa fusion avec International Colin. Aucun gisement particulier n'a été affecté à Coastal.

#### 7.2.2 Réserves

D'après les experts-conseils dont Morgan a retenu les services, les réserves globales de Morgan s'élevaient à 5 767 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (205 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>) au 31 décembre 1995. Elles sont à peu près égales aux

engagements totaux pris par Morgan, soit  $6005 \cdot 10^6 \text{m}^3$  ( $212 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ ), ce qui comprend le volume visé par la licence sollicitée.

### **7.2.3 Capacité de production**

Morgan a présenté une comparaison de sa capacité de production et de ses engagements annuels d'après un facteur de charge de 100 %. Cette capacité projetée suppose un taux de croissance de 5 % par année. Morgan a aussi démontré que sa capacité de production s'est accrue à un taux moyen de 38 % par année au cours des trois dernières années. D'après cette comparaison, Morgan possède une capacité de production suffisante pour satisfaire à ses besoins pendant la durée de la licence sollicitée.

## **7.3 Transport**

Morgan retient un service de transport garanti sur le réseau NOVA. Coastal prendrait possession du gaz au point de livraison d'Empress. TransCanada le transporterait ensuite jusqu'au point d'exportation principal situé à Iroquois. Coastal a signé une entente préalable avec TransCanada pour obtenir la capacité et la durée requises. À partir de la frontière internationale, IGTS transporterait le gaz jusqu'à South Commack, dans le Long Island, aux termes d'une entente préalable datée du 2 mai 1995.

## **7.4 Marché**

Coastal vend plus de  $14 \cdot 10^6 \text{m}^3$  ( $500 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour dans le Nord-Est des É.-U., surtout à des distributeurs locaux, à des compagnies d'électricité et à des utilisateurs ultimes du secteur industriel. Le gaz exporté servira aussi à alimenter la raffinerie d'Eagle Point Oil Company, filiale de Coastal, située à Westville, dans le New Jersey.

## **7.5 Contrats de vente de gaz**

Morgan et Coastal ont signé une entente d'achat de gaz le 14 octobre 1994. Le contrat entre en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1995 et expire le 1<sup>er</sup> novembre 2006 ou à la date à laquelle le service de transport sur TransCanada et IGTS se terminerait, selon ce qui est le plus rapproché.

L'entente d'achat de gaz prévoit une QJC de 11 535 GJ ( $305,8 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ), y compris le gaz devant servir de combustible. Coastal est tenue d'acheter une QAM représentant 95 % de la somme des QJC durant chaque année de contrat. Pour les volumes qui ne sont pas achetés, à concurrence de la QAM, Coastal versera à Morgan 10 % du prix moyen pondéré, basé sur les rentrées nettes, pour l'année contractuelle visée. Si Morgan ne livre pas à Coastal la quantité de gaz commandée en un jour donné, elle lui remboursera les frais supplémentaires entraînés par l'achat de gaz de remplacement et les frais de pénalité liés au transport.

Sur avis, Morgan peut proposer de vendre une certaine partie de la QJC à un tiers. Coastal aurait la possibilité de faire une offre équivalente et d'assurer le transport des volumes. Si Coastal choisit de fournir le service de transport, Morgan lui paierait une prime en sus des frais de transport.



Le prix mensuel que paiera Morgan est un prix basé sur les rentrées nettes. Morgan se verra verser les recettes provenant de la revente de son gaz, moins les frais liés à la demande pour le transport sur les réseaux TransCanada et IGTS, et certains frais à verser à Coastal.

Les demandeurs ont estimé que le prix basé sur les rentrées nettes, le 1<sup>er</sup> janvier 1996 à la frontière de l'Alberta, aurait été de 3,21 \$ CAN/GJ (3,37 \$ CAN/10<sup>6</sup>Btu).

## **7.6 État des autorisations réglementaires**

Morgan a demandé à l'EUB un permis d'acheminement à long terme. Coastal a obtenu du DOE/FE un permis d'autorisation d'importer.

### *Opinion de l'Office*

L'Office note qu'aux termes du contrat de vente de gaz, Coastal doit acheter une QAM égale à 95 % de la QJC. En outre, il reconnaît que Coastal est une importante négociante de gaz dans le Nord-Est des É.-U. et il est donc convaincu que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes visés par la licence soient pris.

L'Office reconnaît que, dans le contrat de vente de gaz, la tarification est axée sur les conditions du marché et que le contrat d'achat de gaz devrait donc être durable pendant la période d'exportation proposée.

L'Office a examiné le contrat d'achat de gaz passé entre Morgan et Coastal et il est convaincu qu'il a été négocié entre entreprises indépendantes.

Comme les volumes de gaz dont l'exportation est proposée appartiennent à Morgan, il n'est pas nécessaire de démontrer le soutien des producteurs.

L'examen, fait par l'Office, de l'approvisionnement en gaz que Morgan a soumis révèle que les réserves de Morgan sont à peu près égales aux engagements totaux pris à même ces réserves, et que la capacité de production de Morgan dépasse ses besoins pendant la majeure partie de la durée de la licence sollicitée.

L'Office note que Coastal est tenue de payer les frais de transport sur le réseau TransCanada et que les recettes produites en vertu du contrat de vente de gaz seront probablement suffisantes pour permettre à Morgan de couvrir les frais liés à la demande pour le transport sur le réseau NOVA. Il est donc convaincu que le contrat de vente de gaz prévoit le paiement des frais de transport connexes sur les réseaux canadiens pendant la durée du contrat de vente de gaz.

La durée du contrat de vente de gaz correspond à celle de la licence sollicitée. Des dispositions en matière de transport ont aussi été prises auprès des compagnies pipelinières concernées pour la durée de l'exportation. L'Office note aussi que Morgan et Coastal détiennent ou ont demandé les autorisations réglementaires, d'une durée correspondant à celle de la licence sollicitée. Il est donc convaincu que la durée de la licence sollicitée est appropriée.

## **Décision**

**L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Morgan Hydrocarbons Inc. et Coastal Gas Marketing Company, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les conditions de la licence figurent à l'annexe 1.**

## Chapitre 8

# Renaissance Energy Ltd.

---

### 8.1 Résumé de la demande

Le 27 mars 1996, Renaissance Energy Ltd. («Renaissance») a demandé, aux termes de la partie VI de la Loi, une licence d'exportation de gaz naturel dont les conditions seraient les suivantes :

durée	-	du 1 <sup>er</sup> novembre 1997 jusqu'au 1 <sup>er</sup> novembre 2002
point d'exportation	-	Niagara Falls (Ontario)
quantité journalière maximale	-	281,9 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (10 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité annuelle maximale	-	102,9 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (3,6 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité globale maximale	-	514,5 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (18,2 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année

Le gaz dont Renaissance propose l'exportation serait tiré de ses approvisionnements globaux. Il serait transporté sur le réseau NOVA jusqu'à la frontière albertaine près d'Empress. TransCanada le livrerait ensuite au point d'exportation situé à Niagara Falls (Ontario). À partir de la frontière internationale, le gaz serait expédié sur le réseau de National Fuel Gas Supply Corporation («National») aux fins de livraison à divers marchés des courtiers du groupe Iroquois Energy Brokers, LLC («IEB») dans le Nord-Est des É.-U.

### 8.2 Approvisionnement en gaz

#### 8.2.1 Sources

Renaissance tirerait le gaz de son ERG en Alberta. Ces réserves ne sont pas affectées à des contrats spécifiques, mais Renaissance y puise pour remplir ses engagements à long terme.

#### 8.2.2 Réserves

Les réserves de Renaissance ont été évaluées par Renaissance et Sproule Associates Limited, qui les ont chiffrées à 45 241 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (1,597 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>) au 31 décembre 1995. L'EUB estime actuellement que l'ERG de Renaissance se chiffre à 8 524 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (302,5 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>). Le volume total des ventes à long terme, y compris l'exportation visée, au cours de la durée de la licence sollicitée est de 7 550 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (267 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>).

### **8.2.3 Capacité de production**

Renaissance a présenté une comparaison de sa capacité estimative de production annuelle globale par rapport à ses engagements annuels. Elle a démontré que sa capacité de production suffit pour lui permettre de respecter ses engagements pendant la durée de la licence sollicitée.

## **8.3 Transport**

Renaissance a une entente de SG pour la capacité requise de transport sur le réseau NOVA. Elle a aussi signé une entente préalable avec TransCanada pour la capacité requise de transport du gaz, dans le cadre du SG, sur le réseau TransCanada jusqu'à Niagara Falls (Ontario). À partir de la frontière internationale, IEB acheminerait le gaz jusqu'à ses marchés des États de New York et de la Pennsylvanie, aux termes de son entente de SG, d'une durée de dix ans et renouvelable, passée avec National.

## **8.4 Marché**

IEB est une négociante de gaz naturel non réglementée, située à Hamburg, dans l'État de New York. Elle achète le gaz de diverses sources et le revend à plus de 300 petits clients des secteurs industriel et commercial. Elle vend annuellement  $212,5 \cdot 10^6 \text{m}^3$  ( $7,5 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ ) de gaz, et ce volume devrait s'accroître à un rythme de 20 % par année.

L'exportation projetée représenterait environ 40 % de son portefeuille d'approvisionnement à long terme.

## **8.5 Contrat de vente de gaz**

Renaissance et IEB ont signé un contrat de vente de gaz, daté du 1<sup>er</sup> mars 1996, qui expire le 1<sup>er</sup> novembre 2002. La prorogation du contrat est assujettie à l'accord préalable des parties relativement au prix et à d'autres conditions applicables à la période de prorogation. Le contrat d'achat de gaz est assorti de certaines conditions préalables, à savoir l'obtention des autorisations réglementaires et du transport du gaz, dans le cadre du SG, sur le réseau TransCanada.

Le contrat de vente de gaz entre Renaissance et IEB prévoit une QJM de 10 600 GJ ( $10,1 \cdot 10^6 \text{Btu}$ ) et une QAM égale à 75 % de la QJM. Si IEB ne commande ni n'achète la QAM, Renaissance peut réduire la QJM à un niveau qui ne doit pas être inférieur à la moyenne des quantités commandées en vigueur durant l'année contractuelle. Si Renaissance ne livre pas à IEB (pour des raisons autres que force majeure) la quantité commandée, à concurrence de la QJM, elle lui rembourserait les frais supplémentaires liés à l'achat de gaz de remplacement ou d'un combustible de rechange.

Le prix à l'exportation comprend des frais liés à la demande et des frais liés au produit. Les frais liés à la demande comprennent les frais liés à la demande pour le transport du gaz, dans le cadre du SG, sur le réseau TransCanada d'Empress jusqu'au point d'exportation. Les frais liés au produit sont calculés d'après un indice, sur un marché de produits, pour le prix total du gaz, comme l'indice du prix du gaz

à Niagara, moins les frais liés à la demande. Les frais liés au produit sont recalculés annuellement, par consentement mutuel ou par arbitrage obligatoire.

Renaissance a estimé que le prix basé sur les rentrées nettes, à la frontière de l'Alberta pour janvier 1996, aurait été de 3,82 \$ CAN/GJ (4,01 \$ CAN/10<sup>6</sup>Btu).

## **8.6 État des autorisations réglementaires**

IEB a déposé une demande auprès du DOE/FE pour que ce dernier modifie l'autorisation d'importer que détient IEB afin qu'elle s'applique à la durée entière du contrat. Renaissance a aussi demandé à l'EUB un permis d'acheminement du gaz. La durée et les volumes correspondent à ceux de la demande d'exportation de gaz.

### *Opinion de l'Office*

L'Office note qu'aux termes de l'entente de vente de gaz, Renaissance est tenue d'acheter au moins 75 % de la QJM annualisée, et qu'il y a des amendes pour les volumes manquants. Il est donc convaincu que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes visés par la licence sollicitée soient pris.

L'Office note l'approche axée sur les conditions du marché qui a servi à calculer le prix du gaz, dans laquelle les frais liés au produit sont calculés d'après un indice sur un marché de produits et sont assujettis à l'arbitrage obligatoire. Il est donc convaincu que le contrat de vente de gaz demeurera intéressant pour les parties au cours de la durée de la licence et, par conséquent, qu'il est durable.

L'Office a examiné le contrat d'achat de gaz passé entre Renaissance et IEB et il est convaincu qu'il a été négocié entre entreprises indépendantes.

L'Office est convaincu que les dispositions de tarification du contrat de vente de gaz prévoient le paiement des frais de transport connexes sur les pipelines canadiens pendant la durée du contrat.

L'examen, fait par l'Office, de l'approvisionnement en gaz que Renaissance a soumis révèle que les réserves de Renaissance dépassent les engagements de celle-ci pris à même ces réserves. La capacité de production de Renaissance dépasse aussi ses engagements fermes pendant la durée de la licence sollicitée.

Comme le gaz destiné à être exporté appartient à Renaissance, il n'est pas nécessaire de montrer le soutien des producteurs.

L'Office note que la durée et les volumes spécifiés dans les ententes de vente et de transport, ainsi que dans les autorisations réglementaires, correspondent à ceux de la licence sollicitée. Il est donc convaincu que la durée de la licence sollicitée est appropriée.

## **Décision**

**L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Renaissance Energy Ltd., sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les conditions de la licence figurent à l'annexe 1.**

## Chapitre 9

# St. Lawrence Gas Company Inc.

---

### 9.1 Résumé de la demande

Dans sa demande datée du 27 mars 1996, modifiée le 31 mai 1996, St. Lawrence Gas Company Inc. («St. Lawrence») a sollicité, aux termes de la partie VI de la Loi, une licence d'exportation de gaz naturel dont les conditions seraient les suivantes :

durée	-	du 1 <sup>er</sup> novembre 1996 au 31 octobre 2002
quantité journalière maximale	-	574,3 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (20,3 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité annuelle maximale	-	106,2 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (3,7 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité globale maximale	-	637,2 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (22,5 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année

St. Lawrence a demandé une licence d'exportation du gaz à partir du Canada, dont les principaux points d'exportation seraient Cornwall et Iroquois (Ontario).

Le gaz dont St. Lawrence propose l'exportation serait tiré de l'ensemble des approvisionnements basé sur les rentrées nettes de TransCanada, TCGS agissant comme mandataire de TransCanada. Il serait transporté sur le réseau NOVA jusqu'à la frontière albertaine près d'Empress. TransCanada le livrerait ensuite au point d'exportation situé à Cornwall et(ou) à celui d'Iroquois (Ontario). À partir de la frontière internationale à Cornwall, le gaz serait expédié sur le réseau de Niagara Gas Transmission Company («Niagara») alors qu'à partir d'Iroquois, il serait transporté sur le réseau d'IGTS jusqu'aux réseaux de distribution de St. Lawrence dans le Nord-Est des É.-U.

En outre, TransCanada livrera une partie du volume de gaz demandé aux installations de stockage Dawn et Parkway de la compagnie Union, qui réacheminera ensuite ce gaz à TransCanada au point de jonction Parkway pour satisfaire la demande saisonnière.

St. Lawrence exporte actuellement du gaz aux termes d'une ordonnance à court terme.

### 9.2 Approvisionnement en gaz

#### 9.2.1 Sources

Le gaz serait fourni à St. Lawrence à même les réserves de l'ensemble des approvisionnements basé sur les rentrées nettes de TransCanada aux termes des contrats d'achat de gaz que St. Lawrence a passés avec TCGS. Aucun gisement particulier de l'ensemble des approvisionnements basés sur les rentrées n'est affecté à St. Lawrence.

## 9.2.2 Réserves

St. Lawrence a fourni une liste, établie par l'EUB, des réserves restantes dans les terres que détient par contrat TransCanada. Si on rajuste pour tenir compte de la production de 1995, le volume total de gaz commercialisable restant au 31 décembre 1995 s'élevait à  $305\,358\,10^6\text{m}^3$  ( $10,8\,10^{12}\text{pi}^3$ ). Ces réserves dépassent les engagements totaux pris par TransCanada sur les marchés canadien et de l'exportation, soit  $150\,791\,10^6\text{m}^3$  ( $5,3\,10^{12}\text{pi}^3$ ).

## 9.2.3 Capacité de production

St. Lawrence a présenté des bilans de l'offre et de la demande relativement aux besoins prévus de TCGS et aux engagements actuels de TCGS sur les marchés canadien et de l'exportation. La comparaison relative aux engagements actuels indique que l'approvisionnement de TCGS est suffisant pour satisfaire à ses engagements pendant la durée de la licence sollicitée.

## 9.3 Transport

TCGS, à titre de mandataire de TransCanada Gas Marketing Limited (anciennement Western Gas Marketing Limited), a une entente de SG pour le transport du gaz sur le réseau NOVA. St. Lawrence transporterait  $291\,10^3\text{m}^3$  ( $10,3\,10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour jusqu'à Cornwall (Ontario) aux termes d'une entente de SG, dans sa version modifiée, passée avec TransCanada. TCGS se chargerait aussi de livrer et de prendre le gaz aux installations de stockage Dawn et Parkway de la compagnie Union. Ce gaz serait stocké par Consumers' Gas Company Limited («Consumers'») et Union, puis serait livré à St. Lawrence grâce aux installations de transport de la compagnie Union jusqu'à la jonction Parkway/TransCanada. Ce stockage, aux termes du contrat de service de transport assorti de stockage («STS») passé entre elle-même, TransCanada et St. Lawrence, vise  $283,3\,10^3\text{m}^3$  ( $10\,10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour. St. Lawrence et Union sont signataires d'une entente M12 SG, qui prévoit aussi le transport de  $283,3\,10^3\text{m}^3$  ( $10\,10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour de Dawn à Parkway pour faciliter la livraison et la prise du gaz aux installations de stockage. Cet arrangement permet à St. Lawrence de gérer les fluctuations de la demande saisonnière dans la zone qu'elle dessert.

St. Lawrence acheminerait jusqu'à  $1\,135\,10^3\text{m}^3$  ( $40\,10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour directement ou à partir des installations de stockage, du point de livraison de TransCanada situé à Cornwall jusqu'au réseau de distribution de St. Lawrence, aux termes de son entente de service à Cornwall passée avec Niagara. En outre, St. Lawrence transporterait le gaz à partir du point de livraison située à Iroquois jusqu'à ses installations de vente situées près de South Commack, dans l'État de New York; cela vise, aux termes de son entente de service garanti réservé, un volume s'élevant à  $0,6\,10^3\text{m}^3$  ( $20\,10^3\text{pi}^3$ ) de gaz par jour et, aux termes de son entente de service interruptible, à  $1\,000\,10^3\text{m}^3$  ( $36,5\,10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour avec IGTS.

## 9.4 Marché

St. Lawrence exploite un service de distribution du gaz naturel dans le nord de l'État de New York. La compagnie a commencé à distribuer du gaz en 1962, et tout son approvisionnement a toujours été



d'origine canadienne. Elle dessert plus de 13 600 clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel.

L'exportation projetée satisferait à tous les besoins à long terme du marché que dessert St. Lawrence.

## 9.5 Contrat de vente de gaz

Le 14 juillet 1995, St. Lawrence et TCGS ont signé a contrat de vente de gaz qui régirait l'exportation projetée. Le contrat entrera en vigueur lorsque les autorisations réglementaires auront été obtenues, au Canada et aux É.-U., et expirera le 31 octobre 2002. Le gaz a été exporté à St. Lawrence, de 1962 au 31 octobre 1992, aux termes de diverses licences délivrées à Niagara. Depuis, il a été exporté en vertu d'ordonnances à court terme.

En vertu du contrat de vente de gaz initial passé avec St. Lawrence, TCGS est tenue de livrer le volume journalier contractuel («VJC»), à concurrence de  $424 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$  ( $15 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$ ). TCGS envisage de le ramener à  $291 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$  ( $10,3 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$ ) pour qu'il corresponde au VJC en vigueur aux termes de l'entente de vente de gaz provisoire, mise à jour. La composante "stockage" du contrat de vente de gaz prévoit, aux termes du contrat de STS passé avec TransCanada, une demande journalière contractuelle maximale de  $283,3 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$  ( $10 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$ ). Durant la première année de contrat, TCGS doit fournir le combustible jusqu'au point d'exportation.

TCGS n'est pas libérée de sa responsabilité en cas de non-livraison du VJC. D'autre part, St. Lawrence est tenue de ne pas acheter du gaz en vertu de tout autre contrat d'approvisionnement, si elle sait qu'une telle transaction lui fournirait un volume de gaz inférieur à la somme des VJC annuels aux termes du contrat de vente de gaz. Toutefois, St. Lawrence peut réduire sa VJC si des ententes d'achat direct donnent lieu à une substitution ou à une perte permanente de marché. La réduction volumétrique accordée à St. Lawrence aux termes de ces dispositions est permanente, et se solde pour St. Lawrence par la perte de son service correspondant de transport du gaz, dans le cadre du SG, sur le réseau TransCanada.

Le prix que doit payer St. Lawrence comprend deux volets, les frais liés à la demande et les frais liés au produit. Les frais liés à la demande comprennent la somme des frais mensuels liés à la demande pour le transport sur les réseaux NOVA et TransCanada. Les frais mensuels liés au produit comprennent une moyenne de tous les prix payables par Consumers' en vertu de ses contrats à long terme. Les frais liés au produit sont recalculés annuellement, par consentement mutuel ou par arbitrage obligatoire.

St. Lawrence a estimé que le prix basé sur les rentrées nettes, pour janvier 1996 à la frontière de l'Alberta, aurait été de 1,95 \$ CAN/GJ (2,05 \$ CAN/ $10^6$ Btu).

## 9.6 État des autorisations réglementaires

TCGS a reçu un permis d'acheminement (GR 91-9A) de l'EUB. St. Lawrence a reçu du DOE/FE, aux termes de l'ordonnance 1190, une autorisation d'importer dont la durée et les volumes correspondent à ceux de l'exportation projetée. En outre, la Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta (la «CCPA») a conclu que St. Lawrence avait l'appui des producteurs.

### *Opinion de l'Office*

L'Office note que les volumes pour lesquels St. Lawrence a demandé une licence d'exportation seraient destinés à un marché qui a été desservi essentiellement par du gaz canadien depuis le début des années 1960. St. Lawrence exporte du gaz pour satisfaire aux besoins de ce marché en vertu d'une ordonnance à court terme depuis novembre 1992 selon un facteur de charge de pratiquement 100 %, et cette situation devrait demeurer inchangée au cours de la période d'exportation projetée. L'Office note aussi que St. Lawrence est tenue d'acheter les VJC aux termes de son entente de vente de gaz. Il est donc convaincu que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes visés par la licence sollicitée seront pris, tout en reconnaissant la nature changeante du marché des distributeurs locaux, dont les arrangements d'achat direct pourraient entraîner une substitution de marché pour St. Lawrence.

L'Office observe que le contrat de vente de gaz prévoit une tarification axée sur les conditions du marché et que le prix de base est calculé d'après le prix moyen spécifiés dans les contrats à long terme de Consumers'. Les frais liés au produit sont aussi assujettis à l'arbitrage obligatoire. L'Office note aussi que des arrangements d'achat direct pourraient entraîner une substitution du marché, mais que le contrat de vente de gaz en tient compte. Il est donc convaincu que l'entente de vente de gaz devrait demeurer intéressante pour les parties au cours de la période d'exportation projetée et, par conséquent, qu'elle sera durable.

L'Office a examiné le contrat d'achat de gaz passé entre St. Lawrence et TCGS et il est convaincu qu'il a été négocié entre entreprises indépendantes.

L'Office note que la CCPA a conclu au soutien des producteurs.

L'Office note que la composante «frais liés à la demande» du prix du gaz comprend les frais de transport sur les réseaux NOVA et TransCanada. Il est donc convaincu que l'entente de vente de gaz prévoit le paiement des frais de transport connexes sur les pipelines canadiens pendant la durée du contrat.

L'examen, fait par l'Office, de l'approvisionnement en gaz que St. Lawrence a soumis révèle que les réserves restantes dépassent les engagements totaux pris à même ces réserves. La capacité de production de St. Lawrence dépasse ses besoins pendant la durée de la licence sollicitée.

Les autorisations réglementaires ont été obtenues ou demandées. L'Office note que la durée et les volumes spécifiés dans ces autorisations, de même que dans les ententes de transport et de vente de gaz, correspondent à ceux de la licence sollicitée. Il est donc convaincu que la durée de la licence sollicitée est appropriée.

### **Décision**

**L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à St. Lawrence Gas Company Inc., sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les conditions de la licence figurent à l'annexe 1.**

## Chapitre 10

# Talisman Energy Inc. (Glenns Ferry)

---

### 10.1 Résumé de la demande

Le 29 mars 1996, Talisman Energy Inc. («Talisman») a demandé, aux termes de la partie VI de la Loi, une licence d'exportation de gaz naturel dont les conditions seraient les suivantes :

durée	-	la licence entrerait en vigueur le 1 <sup>er</sup> janvier 1997, ou dès que les autorisations auraient été obtenues et que la centrale de cogénération serait pleinement opérationnelle, et expirerait 20 ans après cette date.
point d'exportation:	-	Huntingdon (C.-B.)
quantité journalière maximale	-	74,7 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (2,6 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité annuelle maximale	-	27,3 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (1 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité globale maximale	-	545,5 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (19 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année - les volumes dont l'exportation est autorisée et qui ne sont pas exportés durant une année de contrat peuvent être exportés durant la période restante à condition que la quantité journalière maximale ne soit pas dépassée et que les écarts admissibles soient respectés.

Le gaz dont Talisman propose l'exportation serait tiré de ses propres approvisionnements globaux en C.-B. Il serait transporté sur le réseau de Westcoast Energy Inc. («Westcoast») jusqu'à la frontière internationale au point d'exportation situé à Huntington (C.-B.) À partir de la frontière internationale, il serait expédié sur le réseau de Northwest Pipeline Company («Northwest») jusqu'à l'installation de cogénération située à Glenns Ferry, dans l'Idaho.

### 10.2 Approvisionnement en gaz

#### 10.2.1 Sources

Talisman tirerait le gaz de ses réserves en C.-B., surtout de la zone Monkman, du gisement Slave Point, situé dans les plaines septentrionales, et de divers puits situés dans d'autres régions de la C.-B. Aucun gisement particulier n'a été affecté au contrat.

## 10.2.2 Réerves

Talisman a estimé ses réserves établies restantes de gaz, au 1<sup>er</sup> janvier 1997, à  $14\,897\,10^6\text{m}^3$  ( $529\,10^9\text{pi}^3$ ) pour l'ensemble de ses gisements. La zone Monkman renferme environ 75 % ou  $11\,214\,10^6\text{m}^3$  ( $398\,10^9\text{pi}^3$ ) des réserves globales de Talisman. L'ERG dépasse les engagements à même ces réserves.

## 10.2.3 Capacité de production

Talisman a présenté une prévision de capacité de production à même l'ensemble de ses gisements par rapport à ses engagements actuellement connus. Cette prévision montre que la capacité de production de Talisman est suffisante pour lui permettre de respecter ses engagements pendant la majeure partie de la durée de la licence sollicitée.

## 10.3 Transport

Talisman a une entente de SG pour le transport de  $3\,132,9\,10^3\text{m}^3$  ( $112,3\,10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour sur le réseau Westcoast jusqu'au point de livraison située à Sumas, dans l'État du Washington.

Eastern Energy Marketing, Inc. («EEM»), l'acheteur du combustible pour le projet, a signé avec Northwest une entente de SG pour le transport du gaz de la frontière internationale jusqu'à l'installation de cogénération située à Glens Ferry, dans l'Idaho. L'entente expire le 28 février 2007 et peut être renouvelée annuellement par la suite au choix d'EEM.

## 10.4 Marché

Le gaz dont l'exportation est projetée alimentera une génératrice à turbine de 9 MW qui fournira de l'énergie thermique à une installation de récupération de la chaleur aux fins de production de vapeur. L'installation de cogénération, qui devrait entrer en service en décembre 1996, sera située à Glens Ferry. Toute l'électricité produite sera vendue aux termes d'une entente de vente garantie de 20 ans à Idaho Power Company. La vapeur produite sera vendue à Magic West, Inc., qui l'utilisera pour le traitement des pommes de terre.

Talisman a déclaré qu'elle s'attend à ce que le gaz soit pris à un facteur de charge de 98 % pendant la durée de la licence proposée.

## 10.5 Contrats de vente de gaz

Talisman, EEM et GFCP ont signé une entente de vente de gaz, en date du 21 décembre 1995, pour une durée de 20 ans à partir de la date de mise en service de l'installation.

L'entente de vente de gaz prévoit une QJC de  $2\,650\text{ GJ}$  ( $2,525\,10^6\text{Btu}$ ) comprenant une composante fixe de  $1\,910\text{ GJ}$  ( $1,818\,10^6\text{Btu}$ ) et une composante basée sur le marché de  $740\text{ GJ}$  ( $707\,10^6\text{Btu}$ ), plus un écart admissible d'au plus 6 % pour tenir compte des besoins en gaz devant servir de combustible et de la détérioration des moteurs de l'installation.

Aux termes de l'entente de vente de gaz, EEM est tenue d'acheter la QJC totale. À défaut, Talisman a le droit de vendre les quantités restantes à un tiers. Si le prix des quantités vendues par Talisman à un tiers est inférieur au prix de vente précisé dans le contrat, EEM paierait la différence plus 0,05 \$ US/10<sup>6</sup>Btu. Il y aurait indemnisation pour les quantités invendues que ne prendrait pas EEM à une juste valeur marchande. Si Talisman ne livre pas à EEM la totalité de la QJC, elle lui rembourserait les frais supplémentaires et les dépenses et frais directs liés au remplacement du gaz et à son transport.

Le prix que devra payer EEM comprend une composante de prix fixe et une composante de prix basée sur le marché. Le prix à verser pour la quantité de la composante fixe est fixé pour les cinq premières années du contrat. La composante fixe sera un prix NYMEX, prédéterminé annuellement, redressé pour tenir compte de l'écart différentiel entre le prix NYMEX et le prix au point de livraison de Sumas, à condition que le prix prédéterminé se trouve entre un prix-plafond et un prix-plancher spécifiés. Le prix à verser pour la quantité de la composante basée sur le marché est un prix indexé reflétant le prix du gaz au comptant livré à Northwest, publié dans «*Inside F.E.R.C.'s Gas Market Report*». Si l'indice cesse de paraître, il sera remplacé par un autre index publié dont conviendront les parties. De même, si NYMEX cesse de fournir un contrat à terme normalisé pour le gaz naturel, les parties conviendront d'un autre indicateur ou, à défaut, elles auront recours à l'arbitrage obligatoire.

Talisman a estimé que le prix basé sur les rentrées nettes, pour janvier 1996, aurait été de 2,12 \$ CAN/GJ (2,22 \$ CAN/10<sup>6</sup>Btu).

## 10.6 État des autorisations réglementaires

EEM a demandé au DOE/FE une autorisation d'importer à long terme pour les volumes visés. Talisman a demandé au ministère de l'Emploi et de l'Investissement de la C.-B. un certificat d'acheminement à long terme. Ce certificat devrait être accordé après que l'Office aura délivré la licence d'exportation sollicitée.

### *Opinion de l'Office*

L'Office note qu'aux termes de l'entente de vente de gaz, EEM doit acheter la totalité de la QJC et que des amendes s'appliquent aux volumes manquants. En outre, il note que Talisman est l'unique fournisseur de la totalité du gaz exigé par l'installation. Il est donc convaincu que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes visés par la licence sollicitée soient pris.

L'Office est d'avis que l'approche axée sur les conditions du marché en matière de tarification fera en sorte que le contrat demeure intéressant pour les parties pendant la durée de la licence et, par conséquent, qu'il sera durable.

L'Office a examiné l'entente d'achat de gaz passée entre Talisman et EEM et il est convaincu qu'elle a été négociée entre entreprises indépendantes.

L'examen, fait par l'Office, de l'approvisionnement en gaz que Talisman a soumis révèle que les réserves restantes établies dépassent les obligations contractuelles totales

prises à même ces réserves. La capacité de production de Talisman dépasse ses engagements pendant la durée de la licence sollicitée.

Comme les volumes de gaz dont l'exportation est proposée appartiennent à Talisman, il n'est pas nécessaire de démontrer le soutien des producteurs.

L'Office note que EEM est tenue de payer les frais de transport sur le réseau Northwest et que les recettes produites aux termes de l'entente de vente de gaz permettront vraisemblablement à Talisman de couvrir les frais de transport sur le réseau Westcoast. Il est donc convaincu que l'entente prévoit le paiement des frais de transport connexes sur les pipelines canadiens pendant la durée de l'entente.

L'Office note que la durée et les volumes spécifiés dans les ententes de vente et de transport du gaz correspondent à ceux de la licence sollicitée. Il est donc convaincu que la durée de la licence sollicitée est appropriée.

En ce qui a trait à la requête de Talisman relativement aux écarts admissibles, l'Office a toujours inclus des écarts, journaliers et annuels, dans ses licences pour tenir compte des anomalies sur le plan de l'exploitation et de la mesure des volumes. Il ne visait pas à ce que ces écarts soient utilisés pour rattraper les volumes qui n'ont pas été pris auparavant. En outre, Talisman pourrait recourir à une ordonnance à court terme pour exporter ces volumes. Par conséquent, l'Office a décidé de rejeter la requête concernant les écarts pour les volumes de rattrapage.

### **Décision**

**L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Talisman Energy Inc., sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les conditions de la licence figurent à l'annexe 1.**

## Chapitre 11

# Talisman Energy Inc. (Rupert)

---

### 11.1 Résumé de la demande

Le 29 mars 1996, Talisman a demandé, aux termes de la partie VI de la Loi, une licence d'exportation de gaz naturel dont les conditions seraient les suivantes :

durée	-	la licence entrerait en vigueur le 1 <sup>er</sup> janvier 1997, ou dès que les autorisations auront été obtenues et que l'installation de cogénération sera pleinement opérationnelle, et expirerait 20 ans après cette date	
point d'exportation	-	Huntingdon (C.-B.)	
quantité journalière maximale	-	78,9 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	(2,8 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité annuelle maximale	-	28,8 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	(1 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité globale maximale	-	575,9 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	(20,3 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année - les volumes dont l'exportation est autorisée et qui ne sont pas exportés durant une année de contrat, peuvent être exportés durant la période restante à condition que la quantité journalière maximale ne soit pas dépassée et que les écarts admissibles soient respectés.	

Le gaz dont Talisman propose l'exportation serait tiré de ses propres approvisionnements globaux. Il serait transporté sur le réseau Westcoast jusqu'à la frontière internationale à Huntington (C.-B.). À partir de la frontière internationale, le gaz serait expédié sur les réseaux de Northwest et d'Intermountain Gas Company («Intermountain») aux fins de livraison à l'installation de cogénération Rupert, dans l'Idaho.

### 11.2 Approvisionnement en gaz

#### 11.2.1 Sources

Talisman tirerait le gaz de son ERG en C.-B. Les principales sources seront la zone Monkman, le gisement Slave Point dans les plaines septentrionales et divers puits situés dans d'autres zones en C.-B.. Aucun gisement particulier n'a été affecté au contrat.

## 11.2.2 Réserves

Talisman a estimé les réserves établies restantes, au 1<sup>er</sup> janvier 1997, à  $14\,897\,10^6\text{m}^3$  ( $529\,10^9\text{pi}^3$ ) pour l'ensemble de ses gisements. La zone Monkman renferme environ 75 % ou  $11\,214\,10^6\text{m}^3$  ( $398\,10^9\text{pi}^3$ ) de ces réserves. L'ERG dépasse les engagements à même ces réserves.

## 11.2.3 Capacité de production

Talisman a présenté une prévision de la capacité de production à même l'ensemble de ses gisements par rapport à ses engagements actuellement connus. Cette prévision montre que la capacité de production de Talisman est suffisante pour lui permettre de respecter ses engagements pendant la durée de la licence sollicitée.

## 11.3 Transport

Talisman a une entente de SG pour le transport de  $3132,9\,10^3\text{m}^3$  ( $112,3\,10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour sur le réseau Westcoast jusqu'au point de livraison de Sumas, dans l'État de Washington.

Eastern Energy Marketing, Inc. («EEM»), l'acheteur du combustible pour le projet, a signé avec Northwest une entente de transport du gaz, dans le cadre du SG, de la frontière internationale jusqu'au réseau Intermountain. L'entente expire le 28 février 2007 et elle est renouvelable par la suite d'année en année au choix d'EEM. Intermountain transporterait ensuite le gaz jusqu'à l'installation de cogénération située à Rupert, dans l'Idaho.

## 11.4 Marché

Le gaz dont l'exportation est proposé alimentera une génératrice à turbine de 9,3 MW qui fournira de l'énergie thermique à une autre génératrice aux fins de production de vapeur. L'installation de cogénération, qui devrait entrer en service en décembre 1996, sera située à Rupert, dans l'Idaho. Toute l'électricité produite sera vendue aux termes d'une entente de vente garantie de 20 ans à Idaho Power Company. La vapeur produite sera vendue à Magic Valley Foods, Inc. qui l'utilisera dans ses opérations.

Talisman a déclaré qu'elle s'attend à ce que le gaz soit pris à un facteur de charge de 98 % pendant la durée de la licence sollicitée.

## 11.5 Contrats de vente de gaz

Talisman, EEM et RCP ont signé une entente de vente de gaz, en date du 21 décembre 1995, pour une durée de 20 ans à partir de la date de mise en service de l'installation.

L'entente de vente de gaz prévoit une QJC de  $2\,800\text{ GJ}$  ( $2,666\,10^6\text{Btu}$ ) comprenant une composante fixe de  $1\,945\text{ GJ}$  ( $1,853\,10^6\text{Btu}$ ) et une composante basé sur le marché de  $855\text{ GJ}$  ( $813\,10^6\text{Btu}$ ) plus un écart admissible d'au plus 6 % pour tenir compte des besoins en gaz devant servir de combustible et de la détérioration des moteurs de l'installation.



Aux termes de l'entente de vente de gaz, EEM est tenue d'acheter la totalité de la QJC. À défaut, Talisman aurait le droit de vendre les quantités restantes à un tiers. Si le prix des quantités vendues par Talisman à un tiers est inférieur au prix de vente aux termes du contrat, EEM serait tenue de payer la différence plus 0,05 \$ US/10<sup>6</sup>Btu. Il y aurait indemnisation pour les quantités manquantes restantes que EEM ne prend pas à leur juste valeur marchande. Si Talisman ne livre pas à EEM la totalité de la QJC, elle lui rembourserait les frais supplémentaires et les dépenses et frais directs liés au remplacement du gaz et à son transport.

Le prix que devra payer EEM comprend une composante de prix fixe et une composante basée sur le prix du marché. Le prix à verser pour la quantité de la composante fixe serait fixé pour les cinq premières années du contrat. La composante fixe consistera en un prix NYMEX, prédéterminé annuellement, redressé par l'écart différentiel entre le prix NYMEX et le prix du gaz au point de livraison à Sumas, à condition que le prix prédéterminé se trouve entre un prix-plafond et un prix-plancher spécifiés. Le prix à verser pour la quantité de la composante basé sur le marché est un prix indexé reflétant le prix du gaz au comptant livré à Northwest, publié dans «*Inside F.E.R.C.'s Gas Market Report*». Si l'indice cesse de paraître, il sera remplacé par un autre indice publié dont conviendront les parties. De même, si NYMEX cesse de fournir un contrat à terme normalisé pour le gaz naturel, les parties conviendront d'un autre indicateur des prix à terme du gaz naturel ou, à défaut, elles auront recours à l'arbitrage obligatoire.

Talisman a estimé que le prix basé sur les rentrées nettes, pour janvier 1996, aurait été de 2,12 \$ CAN/GJ (2,22 \$ CAN/10<sup>6</sup>Btu).

## 11.6 État des autorisations réglementaires

EEM a demandé au DOE/FE une autorisation d'importer à long terme pour les volumes visés. Talisman a demandé au ministère de l'Emploi et de l'Investissement de la C.-B. un certificat d'acheminement à long terme. Ce certificat devrait être accordé lorsque l'Office aura délivré la licence d'exportation sollicitée.

### *Opinion de l'Office*

L'Office note qu'aux termes de l'entente de vente de gaz, EEM doit acheter la totalité de la QJC et que des amendes s'appliquent aux volumes manquants. En outre, il note que Talisman est l'unique fournisseur de la totalité du gaz requis pour l'installation. Il est donc convaincu que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes visés par la licence sollicitée soient pris.

L'Office est d'avis que l'approche axée sur les conditions du marché en matière de tarification fera en sorte que le contrat demeure intéressant pour les parties pendant la durée de la licence et, par conséquent, qu'il est durable.

L'Office a examiné le contrat d'achat de gaz passé entre Talisman et EEM et il est convaincu qu'il a été négocié entre entreprises indépendantes

L'examen, fait par l'Office, de l'approvisionnement en gaz que Talisman a soumis révèle que les réserves établies restantes dépassent les obligations contractuelles totales

prises à même ces réserves. La capacité de production indiquée par Talisman dépasse ses engagements pendant la durée de la licence sollicitée.

Comme les volumes de gaz dont l'exportation est proposée appartiennent à Talisman, il n'est pas nécessaire de démontrer le soutien des producteurs.

L'Office note que EEM est tenue de payer les frais de transport sur les réseaux Northwest et Intermountain, et que les recettes produites aux termes de l'entente de vente de gaz permettront vraisemblablement à Talisman de couvrir les frais de transport sur le réseau Westcoast. Il est donc convaincu que l'entente de vente de gaz prévoit le paiement des frais de transport connexes sur les pipelines canadiens pendant la durée de l'entente.

L'Office note que la durée et les volumes spécifiés dans les ententes de vente et de transport du gaz correspondent à ceux de la licence sollicitée. Il est donc convaincu que la durée de la licence sollicitée est appropriée.

En ce qui a trait à la requête de Talisman relativement aux écarts admissibles, l'Office a toujours inclus des écarts, journaliers et annuels, dans ses licences pour tenir compte des anomalies dans l'exploitation et la mesure. Son intention n'était pas que ces écarts soient utilisés pour rattraper les volumes qui n'auraient pas été pris. En outre, Talisman pourrait recourir à une ordonnance à court terme pour exporter ces volumes. Par conséquent, l'Office a décidé de rejeter la requête de Talisman concernant les écarts pour les volumes de rattrapage.

### **Décision**

**L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Talisman Energy Inc., sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les conditions de la licence figurent à l'annexe 1.**

## Chapitre 12

# Dispositif

---

Les chapitres qui précèdent constituent nos motifs de décision et notre décision à l'égard des demandes instruites au cours de l'instance GHW-1-96.

K.W. Vollman  
membre président

R. Illing  
membre

R.L. Andrew  
membre

Calgary (Alberta)  
Septembre 1996

## Annexe I

### Conditions des licences devant être délivrées

---

#### Conditions de la licence destinée à Coastal Gas Marketing Company (fournisseur : les producteurs)

1. (a) Sous réserve de la condition 1(b), la licence entre en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1997 et expire le 31 octobre 2007.
- (b) La licence expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1999 sauf si les exportations ont commencé à cette date.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que Coastal peut exporter aux termes de la licence ne doit pas dépasser :
  - (a) 1 367 500 mètres cubes par jour;
  - (b) 500 000 000 mètres cubes durant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - (c) 5 000 000 000 mètres cubes pendant la durée de la licence.
3. (a) À titre d'écart admissible, la quantité de gaz exportable pendant toute période de 24 heures aux termes de la licence peut dépasser de 10 % la quantité journalière précisée à la condition 2.
- (b) À titre d'écart admissible, la quantité de gaz exportable durant toute période de douze mois consécutifs aux termes de la licence peut dépasser de 2 % la quantité annuelle précisée à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la licence doit être livré au point d'exportation situé près de Chippawa (Ontario).

#### Conditions de la licence destinée à Coastal Gas Marketing Company (fournisseur : Morrison)

1. (a) Sous réserve de la condition 1(b), la licence entre en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1997 et expire le 31 octobre 2007.
- (b) La licence expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1999 sauf si les exportations ont commencé à cette date.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que Coastal peut exporter aux termes de la licence ne doit pas dépasser :
  - (a) 199 100 mètres cubes par jour;
  - (b) 73 000 000 mètres cubes durant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - (c) 730 000 000 mètres cubes pendant la durée de la licence.
3.
  - (a) À titre d'écart admissible, la quantité de gaz exportable pendant toute période de 24 heures aux termes de la licence peut dépasser de 10 % la quantité journalière précisée à la condition 2.
  - (b) À titre d'écart admissible, la quantité de gaz exportable durant toute période de douze mois consécutifs aux termes de la licence peut dépasser de 2 % la quantité annuelle précisée à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la licence doit être livré au point d'exportation situé près de Emerson (Manitoba).

### **Conditions de la licence destinée à Coastal Gas Marketing Company (fournisseur : Petro-Canada)**

1.
  - (a) Sous réserve de la condition 1(b), la licence entre en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1997 et expire le 31 octobre 2007.
  - (b) La licence expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1999 sauf si les exportations ont commencé à cette date.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que Coastal peut exporter aux termes de la licence ne doit pas dépasser :
  - (a) 313 500 mètres cubes par jour;
  - (b) 114 400 000 mètres cubes durant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - (c) 1 144 000 000 mètres cubes pendant la durée de la licence.
3.
  - (a) À titre d'écart admissible, la quantité de gaz exportable pendant toute période de 24 heures aux termes de la licence peut dépasser de 10 % la quantité journalière précisée à la condition 2.

- (b) À titre d'écart admissible, la quantité de gaz exportable durant toute période de douze mois consécutifs aux termes de la licence peut dépasser de 2 % la quantité annuelle précisée à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la licence doit être livré au point d'exportation situé près de Emerson (Manitoba).

### **Conditions de la licence destinée à Morgan Hydrocarbons Inc. et Coastal Gas Marketing Company**

1. (a) Sous réserve de la condition 1(b), la licence entre en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1996 et expire le 31 octobre 2006.
- (b) La licence expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1998 sauf si les exportations ont commencé à cette date.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que Morgan et Coastal peut exporter aux termes de la licence ne doit pas dépasser :
- (a) 283 300 mètres cubes par jour;
  - (b) 104 000 000 mètres cubes durant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - (c) 1 040 000 000 mètres cubes pendant la durée de la licence.
3. (a) À titre d'écart admissible, la quantité de gaz exportable pendant toute période de 24 heures aux termes de la licence peut dépasser de 10 % la quantité journalière précisée à la condition 2.
- (b) À titre d'écart admissible, la quantité de gaz exportable durant toute période de douze mois consécutifs aux termes de la licence peut dépasser de 2 % la quantité annuelle précisée à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la licence doit être livré au point d'exportation situé près de Iroquois (Ontario).

### **Conditions de la licence destinée à Renaissance Energy Ltd.**

1. (a) Sous réserve de la condition 1(b), la licence entre en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1997 et expire le 31 octobre 2002.

- (b) La licence expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1999 sauf si les exportations ont commencé à cette date.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que Renaissance peut exporter aux termes de la licence ne doit pas dépasser :
- (a) 281 900 mètres cubes par jour;
  - (b) 102 900 000 mètres cubes durant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - (c) 514 500 000 mètres cubes pendant la durée de la licence.
3. (a) À titre d'écart admissible, la quantité de gaz exportable pendant toute période de 24 heures aux termes de la licence peut dépasser de 10 % la quantité journalière précisée à la condition 2.
- (b) À titre d'écart admissible, la quantité de gaz exportable durant toute période de douze mois consécutifs aux termes de la licence peut dépasser de 2 % la quantité annuelle précisée à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la licence doit être livré au point d'exportation situé près de Niagara Falls (Ontario).

### **Conditions de la licence destinée à St. Lawrence Gas Company Inc.**

1. (a) Sous réserve de la condition 1(b), la licence entre en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1996 et expire le 31 octobre 2002.
- (b) La licence expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1998 sauf si les exportations ont commencé à cette date.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que St. Lawrence peut exporter aux termes de la licence ne doit pas dépasser :
- (a) 574 300 mètres cubes par jour;
  - (b) 106 200 000 mètres cubes durant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - (c) 637 200 000 mètres cubes pendant la durée de la licence.
3. (a) À titre d'écart admissible, la quantité de gaz exportable pendant toute période de 24 heures aux termes de la licence peut dépasser de 10 % la quantité journalière précisée à la condition 2.

- (b) À titre d'écart admissible, la quantité de gaz exportable durant toute période de douze mois consécutifs aux termes de la licence peut dépasser de 2 % la quantité annuelle précisée à la condition 2.
- 4. Le gaz exporté aux termes de la licence doit être livré aux points d'exportation situés près de Cornwall et(ou) d'Iroquois (Ontario).

### **Conditions de la licence destinée à Talisman Energy Inc. (Glenns Ferry)**

- 1.
  - (a) Sous réserve de la condition 1(b), la licence entre en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 1997 ou dès que les autorisations auront été obtenues et que l'installation de cogénération sera pleinement mise en service, et expire le 31 décembre 2016.
  - (b) La licence expirera le 1<sup>er</sup> janvier 1999 sauf si les exportations ont commencé à cette date.
- 2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que Talisman peut exporter aux termes de la licence ne doit pas dépasser :
  - (a) 74 700 mètres cubes par jour;
  - (b) 27 300 000 mètres cubes durant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - (c) 545 500 000 mètres cubes pendant la durée de la licence.
- 3.
  - (a) À titre d'écart admissible, la quantité de gaz exportable pendant toute période de 24 heures aux termes de la licence peut dépasser de 10 % la quantité journalière précisée à la condition 2.
  - (b) À titre d'écart admissible, la quantité de gaz exportable durant toute période de douze mois consécutifs aux termes de la licence peut dépasser de 2 % la quantité annuelle précisée à la condition 2.
- 4. Le gaz exporté aux termes de la licence doit être livré au point d'exportation situé près de Huntington, C.-B.

### **Conditions de la licence destinée à Talisman Energy Inc. (Rupert)**

- 1.
  - (a) Sous réserve de la condition 1(b), la licence entre en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 1997 ou dès que les autorisations auront été obtenues et que l'installation de cogénération sera pleinement mise en service, et expire le 31 décembre 2016.



- (b) La licence expirera le 1<sup>er</sup> janvier 1999 sauf si les exportations ont commencé à cette date.
- 2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que Talisman peut exporter aux termes de la licence ne doit pas dépasser :
  - (a) 78 900 mètres cubes par jour;
  - (b) 28 800 000 mètres cubes durant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - (c) 575 900 000 mètres cubes pendant la durée de la licence.
- 3.
  - (a) À titre d'écart admissible, la quantité de gaz exportable pendant toute période de 24 heures aux termes de la licence peut dépasser de 10 % la quantité journalière précisée à la condition 2.
  - (b) À titre d'écart admissible, la quantité de gaz exportable durant toute période de douze mois consécutifs aux termes de la licence peut dépasser de 2 % la quantité annuelle précisée à la condition 2.
- 4. Le gaz exporté aux termes de la licence doit être livré au point d'exportation situé près de Huntington, C.-B.