



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Motifs de décision

**KM LNG Operating General
Partnership**

GH-1-2011

Octobre 2011

Exportation de GNL

Canada

Motifs de décision

Relativement à

KM LNG Operating General Partnership

Demande déposée en date du 9 décembre 2010, aux termes de l'article 117 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, en vue d'obtenir une licence à long terme pour l'exportation de gaz naturel liquéfié

GH-1-2011

Octobre 2011

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2011
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2011-4F
ISBN 978-1-100-97914-4

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

Demandes d'exemplaires :

Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Fax : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office
(rez-de-chaussée)

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2011 as
represented by the National Energy Board

Cat No. NE22-1/2011-4E
ISBN 978-1-100-19243-7

This report is published separately in both official languages. This publication is available upon request in multiple formats.

Copies are available on request from:

The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:

Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

| | |
|---|-----------|
| Liste des figures..... | ii |
| Liste des tableaux..... | ii |
| Liste des annexes..... | ii |
| Sigles et abréviations..... | iii |
| Exposé et comparutions..... | vi |
| 1. Introduction..... | 1 |
| 1.1 Contexte | 1 |
| 1.2 Résumé de la demande..... | 2 |
| 1.3 Résumé de l’instance..... | 4 |
| 1.4 Requête de la Nation Gitxaala..... | 4 |
| 1.5 Requête de la Première Nation de Fort Nelson | 4 |
| 2. Cadre réglementaire sur les licences d’exportation de gaz naturel | 6 |
| 2.1 Méthode de calcul axée sur les conditions du marché | 6 |
| 2.1.1 Audience publique | 7 |
| 2.1.2 Surveillance continue..... | 8 |
| 2.2 Applicabilité de la MCACM à l’exportation de GNL..... | 8 |
| 3. Demande de KM LNG en vue d’exporter du gaz naturel sous forme liquéfiée..... | 9 |
| 3.1 Exemptions demandées en vertu de la partie VI de la <i>Loi</i> | 9 |
| 3.2 Approvisionnement | 11 |
| 3.3 Transport | 14 |
| 3.4 Marchés | 15 |
| 3.5 Méthode de calcul axée sur les conditions du marché | 16 |
| 3.5.1 Méthode d’intervention en fonction des plaintes..... | 16 |
| 3.5.2 Évaluation des incidences de l’exportation..... | 17 |
| 3.5.3 Autres facteurs touchant l’intérêt public..... | 21 |
| 3.6 Conditions de la licence | 22 |
| 4. Questions environnementales et socioéconomiques et programme de consultation.. | 24 |
| 4.1 Questions environnementales et socioéconomiques | 24 |
| 4.1.1 Portée de l’examen des questions environnementales et socioéconomiques par l’Office | 24 |
| 4.1.2 Examen des questions environnementales et socioéconomiques par l’Office..... | 26 |
| 4.2 Programme de consultation..... | 31 |
| 5. Dispositif | 33 |

Liste des figures

| | | |
|-----|--|---|
| 1-1 | Point d'exportation, pipeline Pacific Trail et routes de navigation proposés | 3 |
|-----|--|---|

Liste des tableaux

| | | |
|-----|---|----|
| 1-1 | Résumé des modalités indiquées dans la demande de licence..... | 2 |
| 3-1 | Réserves et engagements d'exportation..... | 12 |
| 3-2 | Productibilité projetée et obligations liées à la licence | 12 |

Liste des annexes

| | | |
|------|--|----|
| I. | Liste des questions de l'instance GH-1-2011 | 34 |
| II. | Conditions de la licence à délivrer pour l'exportation de gaz naturel liquéfié | 35 |
| III. | Dispositions législatives..... | 37 |

Sigles et abréviations

| | |
|--------------------------------|--|
| 10 ³ m ³ | millier de mètres cubes |
| Accord de l'Ouest | Entente sur les prix et l'imposition du pétrole et du gaz intervenue en mars 1985 entre le gouvernement du Canada et ceux de trois provinces productrices de l'Ouest canadien |
| ACIC | Association canadienne de l'industrie de la chimie |
| ACPP | Association canadienne des producteurs pétroliers |
| Apache | Apache Canada Ltd. |
| autorités responsables | Transports Canada, Environnement Canada et Affaires indiennes et du Nord Canada |
| BCEAO | British Columbia Environmental Assessment Office |
| BCOGC | British Columbia Oil and Gas Commission |
| BCTWA | BC Tap Water Alliance |
| BSOC | bassin sédimentaire de l'Ouest canadien |
| CVA | convention de vente et d'achat |
| demande | demande déposée devant l'Office, aux termes de l'article 117 de la <i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i> , en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel liquéfié |
| ÉE | évaluation environnementale |
| ÉE conjointe | évaluation environnementale effectuée aux termes de la <i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i> et de la loi sur l'évaluation environnementale (<i>Environmental Assessment Act</i>) de la Colombie-Britannique |
| ÉIE | Évaluation des incidences de l'exportation |
| Encana | Encana Corporation |
| EOG | EOG Resources Canada Inc. |
| Galveston | Galveston LNG Inc. |

| | |
|------------------------------------|---|
| Gitxaala | Nation Gitxaala |
| GNL | gaz naturel liquéfié ou gaz naturel sous forme de liquide |
| Gm ³ | milliard de mètres cubes |
| Gpi ³ | milliard de pieds cubes |
| groupe Ziff | Ziff Energy Group |
| IGCAA | Industrial Gas Consumers Association of Alberta |
| KLNG | Kitimat LNG Inc. |
| KM LNG ou le demandeur | KM LNG Operating General Partnership |
| LCÉE | <i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i> |
| LGN | liquides de gaz naturel |
| LNG Partners | LNG Partners, LLC |
| <i>Loi</i> ou <i>Loi</i> sur l'ONÉ | <i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i> |
| MCACM | Méthode de calcul axée sur les conditions du marché |
| Mm ³ /j | millions de mètres cubes par jour |
| Mpi ³ /j | millions de pieds cubes par jour |
| Nation Haisla | Première Nation Haisla, aussi connue sous le nom de bande indienne de Kitamaat |
| Office ou ONÉ | Office national de l'énergie |
| PPT | pipeline Pacific Trail |
| propriétaires du terminal | Apache Canada Ltd, Encana Corporation et EOG Resources Canada Inc. ou leurs sociétés affiliées |
| PTP LP | Pacific Trail Pipeline Limited Partnership |
| <i>Règlement</i> | <i>Règlement de l'Office national de l'énergie concernant le gaz et le pétrole (partie VI de la Loi)</i> |
| Règlement sur les rapports | <i>Règlement de l'Office national de l'énergie sur les rapports relatifs aux exportations et importations</i> |

| | |
|------------------|--|
| requête | requête du 26 avril déposée par la Nation Gitxaala |
| Spectra | Spectra Energy Transmission |
| terminal | terminal de liquéfaction devant être situé à Bish Cove, près du port de Kitimat, en Colombie-Britannique |
| TERMPOL | processus d'examen TERMPOL de Transports Canada |
| Tpi ³ | billion de pieds cubes |

Exposé et comparutions

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

RELATIVEMENT À une demande déposée auprès de l'Office national de l'énergie en date du 9 décembre 2010 par KM LNG Operating General Partnership, aux termes du *Règlement de l'Office national de l'énergie concernant le gaz et le pétrole (partie VI de la Loi)*, en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel à long terme; demande déposée sous le numéro de dossier OF-EI-Gas-GL-K083-2010-01 01;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience GH-1-2011 délivrée le 7 février 2011;

ENTENDUE à Kitimat, en Colombie-Britannique, les 7, 8, 9 et 10 juin 2011 et à Calgary, en Alberta, les 13 et 14 juillet 2011;

DEVANT :

| | |
|-------------|-----------------------------|
| L. Mercier | Membre président l'audience |
| G. Habib | Membre |
| D. Hamilton | Membre |

Comparutions

Au nom de

Témoins

Demandeur

G.M. Nettleton
S. Duncanson

KM LNG Operating General Partnership

J. McArdle
B. Helms
R. Zemljak
K. Patterson
S. Bolks
J. Bowman
D. Thorn
M. Limam
K. Miyazaki
M. Thompson
S. Mauger
C. Gingrich
R. Priddle
T. Joubert
D. Fleming
G. Goodman
P. Tahmazian
K. Olson
K. Screen
C. Marples
R. Leslie

H. Jung
G. Graves
D. Calvert
B. MacIntyre
N. Poole-Moffatt
W. Prystay

R. Byres

Associations

| | |
|--------------|--|
| W. Koop | British Columbia Tap Water Alliance |
| C.B. Woods | Association canadienne des producteurs pétroliers |
| D. Podruzny | Association canadienne de l'industrie de la chimie |
| G. Sproule | Industrial Gas Consumers Association of Alberta |
| M. Langegger | Kitimat Rod and Gun Association |

Sociétés

| | |
|--------------------------------|-----------------------------|
| G.M. Nettleton S. Duncanson | Apache Canada Ltd. |
| L. Keough | EOG Resources |
| L. Keough | Encana Corporation |
| M.-F. Leroi | FortisBC Energy Inc. |
| C.W. Sanderson, c. r. | LNG Partners, LLC |
| T. Taft | Nexen Inc. |
| D.P. Langen | Spectra Energy Transmission |

Premières Nations

| | |
|--------------------------|---|
| M. Edwards B. Parfitt | Première Nation de Fort Nelson |
| R. Janes V. Mathers | Nation Gitxaala |
| R. Millen | Nation Haisla, aussi connue sous le nom de bande indienne de Kitamaat |

Gouvernements

C. King Ministère de l'Énergie de l'Alberta

R. Goffinet District de Kitimat

L. Riddle Transports Canada

Avocats de l'Office national de l'énergie

A. Hudson

P. Khan

Chapitre 1

Introduction

1.1 Contexte

Le 9 décembre 2010, KM LNG Operating General Partnership (KM LNG ou le demandeur) a demandé à l'Office national de l'énergie (l'Office ou l'ONÉ), aux termes de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie (Loi ou Loi sur l'ONÉ)*, de lui délivrer une licence d'exportation de gaz naturel liquéfié ou GNL (demande). Il s'agit de la première demande de licence d'exportation de GNL dont a été saisi l'Office depuis la déréglementation du marché du gaz naturel en 1985. Le GNL serait transporté par méthanier depuis le terminal de GNL de Kitimat proposé (terminal), qui serait situé à Bish Cove, près du port de Kitimat, en Colombie-Britannique, principalement vers des marchés de l'Asie-Pacifique. La station 4A de Spectra, située près de Summit Lake, en Colombie-Britannique, assurerait la charge d'alimentation en gaz du terminal par l'entremise du pipeline Pacific Trail (PPT). KM LNG demandera à la British Columbia Oil and Gas Commission (BCOGC) l'autorisation de construire et d'exploiter le terminal et le PPT.

L'aménagement du terminal est le fruit d'une coentreprise dépourvue de personnalité morale. Apache Canada Ltd. (Apache), EOG Resources Canada Inc. (EOG) et Encana Corporation (Encana) ou leurs sociétés affiliées (collectivement, les propriétaires du terminal) sont parties à la coentreprise. Les propriétaires du terminal détiennent une participation respective de 40 %, de 30 % et de 30 % dans la coentreprise et un droit correspondant à la capacité matérielle du terminal et du PPT.

KM LNG, société en nom collectif dont les associés sont Apache et Apache Canada KM ULC, assurera l'exploitation du terminal, conformément aux dispositions d'une entente d'exploitation conjointe entre les propriétaires du terminal. C'est à KM LNG qu'il incombe d'obtenir, au nom des propriétaires du terminal, la licence d'exportation ainsi que tous les permis nécessaires relativement au terminal. Les propriétaires du terminal sont pour leur part tenus d'approvisionner le terminal en gaz naturel qu'ils ont l'intention de se procurer à même leurs sources d'approvisionnement dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) ainsi qu'aux carrefours de marché du BSOC. Le terminal proposé compterait deux trains de liquéfaction mis en exploitation par étapes (en 2015 et en 2017-2018) d'une capacité annuelle maximale de 10 millions de tonnes de GNL, des réservoirs de stockage et des installations maritimes pour le chargement.

L'établissement d'un terminal maritime dans la région de Kitimat n'est pas un nouveau concept. En 2004, un projet de terminal d'importation de GNL a été proposé dans la région par Kitimat LNG Inc. (KLNG), filiale en propriété exclusive de Galveston LNG Inc. (Galveston). De 2004 à 2010, KLNG a travaillé à l'aménagement du terminal d'importation. En janvier 2010, KM LNG a acheté à KLNG une participation de 51 % dans le terminal d'importation. En mai 2010, une filiale en propriété exclusive d'EOG a acquis les actions de Galveston et par conséquent la participation restante de 49 % dans le terminal. Le 1er janvier 2011, KLNG, Galveston, EOG et d'autres entités ont fusionné pour poursuivre leurs activités sous la dénomination EOG. Le 31 mars 2011, Encana a acquis une participation de 30 % dans le

terminal et le PPT. La structure de propriété actuelle décrite deux paragraphes plus haut découle de cette transaction.

Les efforts de KLNG ont donné lieu, en juin 2006, à la délivrance par le British Columbia Environmental Assessment Office (BCEAO) d'un certificat d'évaluation environnementale (ÉE) en vertu de la loi de la Colombie-Britannique intitulée *Environmental Assessment Act* relativement à un terminal d'importation de GNL près de Kitimat, en Colombie-Britannique. Au début de 2007, les autorités fédérales responsables, soit Transports Canada, Environnement Canada et Affaires indiennes et du Nord Canada (les autorités responsables), ont donné le feu vert à la réalisation du projet de terminal d'importation en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE).

L'évolution des conditions du marché a entraîné la modification du projet de terminal d'importation pour en faire un terminal d'exportation de GNL. Les autorités responsables n'ont pas exigé la tenue d'une nouvelle ÉE fédérale et le BCEAO a modifié le certificat provincial d'ÉE de manière à ce qu'il vise un terminal d'exportation.

Le PPT a été soumis à des évaluations distinctes aux termes de l'*Environmental Assessment Act* de la Colombie-Britannique et de la LCÉE; les autorisations nécessaires pour passer à l'étape de la réglementation ont été obtenues en 2008 et 2009 respectivement.

La figure 1-1 illustre l'emplacement proposé du terminal et du PPT, ainsi que les routes de navigation proposées de Kitimat jusqu'aux eaux internationales.

1.2 Résumé de la demande

KM LNG sollicite une licence d'une durée de 20 ans pour un volume annuel maximal de 10 millions de tonnes de GNL, soit l'équivalent de quelque 13 300 000 milliers de mètres cubes (10^3 m^3) (468 milliards de pieds cubes (Gpi^3)) de gaz naturel.

Le tableau 1-1 résume les modalités sollicitées par KM LNG.

Tableau 1-1

Résumé des modalités indiquées dans la demande de licence

| | |
|--|---|
| Durée | 20 ans à compter de la première exportation en vertu de la licence |
| Quantité maximale pour la durée de la licence | 200 millions de tonnes de GNL ou quelque $265\,000\,000\,10^3 \text{ m}^3$ (9 360 Gpi^3) de gaz naturel |
| Quantité maximale annuelle | 10 millions de tonnes de GNL ou quelque $13\,300\,000\,10^3 \text{ m}^3$ (468 Gpi^3) de gaz naturel |
| Écart toléré | 10 % pendant toute période de 12 mois |
| Tolérance journalière | s.o. |
| Point d'exportation | Bish Cove, près du port de Kitimat, en Colombie-Britannique, au Canada |

Figure 1-1
Point d'exportation, pipeline Pacific Trail et routes de navigation proposés



1.3 Résumé de l'instance

Le 7 février 2011, l'Office a délivré l'ordonnance d'audience GH-1-2011 pour établir le processus qu'il entendait suivre en vue d'étudier la demande. L'ordonnance d'audience contenait une liste de questions que l'Office se proposait d'étudier dans le cadre de l'audience. Cette liste de questions a été modifiée le 22 mars 2011 afin de tenir compte des commentaires des intervenants. L'annexe I des présents Motifs de décision fait état de la liste des questions modifiée.

Le 1^{er} mars 2011, des membres du personnel de l'Office ont tenu une séance d'information au centre récréatif de Riverlodge, à Kitimat, en Colombie-Britannique, dans le but d'informer le public et les groupes autochtones sur le processus d'audience et les manières d'y participer.

Le 27 mai 2011, l'Office a décidé de diviser l'audience orale en deux parties. La première partie s'est déroulée à Kitimat, en Colombie-Britannique, du 7 au 10 juin 2011. L'Office y a entendu la preuve relative à toutes les questions de la liste des questions modifiée, exception faite des questions 4 et 9.

Au cours de la deuxième partie de l'audience orale, qui a eu lieu à Calgary, en Alberta, les 13 et 14 juillet 2011, les parties ont fait entendre leurs éléments de preuve relativement aux questions 4 et 9 avant de prononcer leur plaidoirie finale.

1.4 Requête de la Nation Gitxaala

Le 26 avril 2011, la Nation Gitxaala (Gitxaala) a déposé une requête en vue, notamment, d'une suspension de l'instance jusqu'à ce que KM LNG ait répondu de manière complète et satisfaisante à certaines demandes de renseignements (la requête). Pour entendre la requête, l'Office a établi un processus permettant la présentation d'une plaidoirie orale comme s'il s'agissait d'une question préliminaire.

À l'audience orale, Gitxaala et KM LNG ont indiqué qu'elles avaient un arrangement en instance qui entraînerait le retrait de la requête. Le 29 septembre 2011, Gitxaala a confirmé le retrait de la requête, a retiré son intervention, et a demandé que les documents qu'elle avait déposés soient, si possible, retirés des registres. Par conséquent, il n'est pas nécessaire de rendre une décision quant à la requête. Même si l'Office n'a pas retiré des registres les documents déposés par Gitxaala, il n'en a que peu tenu compte au moment de rendre sa décision du fait qu'ils ne profitaient plus de l'appui de ceux qui les avaient déposés.

1.5 Requête de la Première Nation de Fort Nelson

Lors de la plaidoirie finale, la Première Nation de Fort Nelson a demandé à l'Office d'ajourner l'instance pour une période de 60 jours. La Première Nation de Fort Nelson a présenté sa requête afin d'être en mesure de déposer des éléments de preuve sur les effets environnementaux éventuels liés à la mise en valeur des gaz de schiste dans le bassin de Horn River. Le 18 juillet 2011, l'Office a rejeté la demande d'ajournement et a précisé qu'il justifierait sa décision dans les motifs de décision relatifs à la demande de KM LNG.

L'Office a rejeté la demande d'ajournement de la Première Nation de Fort Nelson pour les deux raisons suivantes :

- i) la date limite pour le dépôt de la preuve, soit le 26 avril 2011, était passée depuis longtemps;
- ii) la Première Nation de Fort Nelson n'a pas expliqué pourquoi elle n'avait pas respecté la date limite et avait attendu l'étape de la plaidoirie finale pour demander un ajournement.

Compte tenu des circonstances, l'Office estime que consentir à l'ajournement demandé pourrait porter préjudice à KM LNG, qui a le droit de voir sa demande examinée en temps opportun.

Chapitre 2

Cadre réglementaire sur les licences d'exportation de gaz naturel

La partie VI de la Loi sur l'ONÉ confère à l'Office le pouvoir de réglementer les exportations de gaz naturel.

Conformément à l'article 118 de la Loi sur l'ONÉ, l'Office doit tenir compte de tous les facteurs qu'il estime pertinents lorsqu'il examine une demande visant l'obtention d'une licence d'exportation de gaz naturel. L'Office doit également veiller à ce que la quantité de gaz à exporter ne dépasse pas l'excédent de la production par rapport aux besoins normalement prévisibles du Canada, eu égard aux perspectives liées aux découvertes de gaz au Canada.

De 1959 à 1987, l'Office a eu recours à diverses formules pour déterminer les futurs besoins en gaz du Canada. Le nombre d'années de demande future dont l'Office a tenu compte dans les formules utilisées a changé au cours de la période indiquée.

2.1 Méthode de calcul axée sur les conditions du marché

En mars 1985, les gouvernements du Canada et des trois provinces productrices de l'Ouest, soit la Colombie-Britannique, l'Alberta et la Saskatchewan, ont signé un accord relativement à la tarification et à la taxation des produits pétroliers et gaziers (l'Accord de l'Ouest). La signature de l'accord a permis l'établissement du principe selon lequel les prix du pétrole et du gaz doivent être déterminés à la suite de négociations entre les vendeurs et les acheteurs. L'Accord de l'Ouest a donné lieu à la signature, le 31 octobre 1985, d'une entente sur les marchés et les prix du gaz naturel (communément appelée l'Entente de l'Halloween) qui énonce le cadre stratégique, y compris les conditions, de la délivrance des licences d'exportation de gaz. Il s'agissait en quelque sorte d'une déréglementation des marchés des produits de base qui a rendu incompatibles l'approche s'appuyant sur une formule fondée sur les excédents et la nouvelle méthode de réglementation du commerce international du gaz naturel, qui elle est axée sur les conditions du marché.

En juillet 1987, à la suite de l'*Examen de la méthode de calcul des excédents de gaz naturel* (GHR-1-87), l'Office a instauré une nouvelle procédure de détermination des excédents, qu'il a appelée « méthode de calcul axée sur les conditions du marché » (MCACM), pour l'évaluation des demandes de licence d'exportation de gaz. La MCACM a pour principe fondamental que le marché devrait généralement fonctionner de façon à ce que les besoins du Canada en gaz naturel soient satisfaits à des prix équitables. Bien que des modifications aient été apportées à la MCACM à l'issue des audiences publiques ultérieures GHW-4-89 et GHW-1-91, elles n'en faussent pas le principe fondamental.

La MCACM permet d'établir que le gaz naturel dont l'exportation est envisagée est à la fois excédentaire aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada et conforme à l'intérêt public. Elle compte deux composantes : une audience publique, exigée par la Loi sur l'ONÉ, ainsi

qu'une surveillance constante des marchés énergétiques canadiens. Suit une description du processus utilisé par l'Office pour évaluer les demandes de licence d'exportation de gaz.

2.1.1 Audience publique

La composante audience publique de la MCACM compte trois volets.

1. Méthode d'intervention en fonction des plaintes - La méthode d'intervention en fonction des plaintes est fondée sur le principe que l'exportation de gaz proposée ne devrait pas être autorisée si les Canadiens n'ont pas eu l'occasion d'acheter du gaz selon des modalités semblables à celles qui sont énoncées dans la demande de licence d'exportation. L'Office examine toute plainte de la part de participants au marché canadien du gaz naturel qui allèguent qu'ils n'ont pas eu la possibilité d'acheter du gaz à des conditions semblables, y compris le prix, à celles de l'exportation proposée.
2. Évaluation des incidences de l'exportation (ÉIE) - L'ÉIE a pour but principal d'aider l'Office à déterminer si le marché énergétique canadien peut s'adapter à des exportations supplémentaires de gaz d'une façon telle que les Canadiens n'auront pas de difficulté à répondre à leurs besoins énergétiques à des prix déterminés par le marché. L'ÉIE fait état des incidences de l'exportation proposée sur les marchés canadiens de l'énergie et du gaz naturel.
3. Autres facteurs touchant l'intérêt public - Afin de déterminer si l'exportation proposée est dans l'intérêt public, l'Office examine tout autre facteur qu'il estime pertinent, notamment :
 - la probabilité que les volumes visés par la licence soient pris;
 - la durabilité du contrat de vente à l'exportation;
 - la question de savoir si le contrat de vente à l'exportation a été négocié selon les conditions normales du marché;
 - l'appui des producteurs à l'égard de l'exportation proposée;
 - l'inclusion au contrat de vente à l'exportation d'une disposition relative au paiement des frais de transport connexes dans les pipelines canadiens pendant la durée de ce contrat;
 - la durée appropriée d'une licence d'exportation, compte tenu de la suffisance des approvisionnements en gaz et des contrats de vente à l'exportation et de transport de gaz connexes;
 - les effets environnementaux éventuels de l'exportation proposée et, le cas échéant, les effets sociaux directement liés à ces effets environnementaux.

Ces facteurs sont typiques de ceux que l'Office étudie lorsqu'il examine une demande de licence d'exportation de gaz. L'Office peut toutefois examiner tous les facteurs qu'il estime pertinents compte tenu des circonstances.

2.1.2 Surveillance continue

Aux termes de la MCACM, l'Office surveille les perspectives de l'offre et de la demande de gaz naturel au Canada. La surveillance permet à l'Office de déterminer les situations où les marchés ne fonctionnent pas convenablement et les cas où l'évolution de l'offre et de la demande jette un doute sur la capacité des Canadiens de répondre à leurs futurs besoins énergétiques à des prix équitables.

2.2 Applicabilité de la MCACM à l'exportation de GNL

Opinions des parties

KM LNG a affirmé que les principes sous-jacents de la MCACM sont encore pertinents et que l'Office devrait les appliquer dans le cadre de son examen de la demande. KM LNG a souligné que l'évaluation des faits dans le contexte de la MCACM exige de l'Office qu'il fasse preuve de souplesse et tienne compte du caractère unique de la demande.

EOG et Encana ont ajouté que malgré l'évolution de la MCACM à la suite d'une série de décisions rendues par l'Office entre 1987 et 1992, les principes fondamentaux de la MCACM sont demeurés intacts. Elles ont fait valoir que depuis son adoption, la MCACM avait toujours été appliquée avec suffisamment de souplesse pour permettre de suivre l'évolution des conditions du marché.

De l'avis du ministère de l'Énergie de l'Alberta et de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), la MCACM s'applique à l'exportation de GNL.

Opinion de l'Office

L'Office a adopté la MCACM à la suite de la déréglementation du marché du gaz naturel au Canada en 1985 et de l'*Examen de la méthode de calcul des excédents de gaz naturel* (GHR-1-87). Depuis la déréglementation, les exportations de gaz naturel ont été faites au moyen de gazoducs terrestres.

Suivant l'article 118 de la Loi sur l'ONÉ, l'Office doit être convaincu que la quantité de gaz naturel à exporter ne dépasse pas l'excédent de la production par rapport aux besoins normalement prévisibles du Canada. Par le passé, l'Office a fait preuve de souplesse dans son interprétation du calcul des excédents en général et de la MCACM en particulier, afin de suivre l'évolution des conditions de marché.

L'Office estime que le fait de changer l'état physique du gaz naturel (de gazeux à liquide) n'exige pas de procédure distincte pour déterminer les excédents. Aux termes de la Loi sur l'ONÉ, la définition de gaz englobe le GNL. Aucune partie ne s'est opposée à l'application de la MCACM pour examiner le bien-fondé de la demande déposée par KM LNG. Par conséquent, l'Office juge qu'il est approprié d'appliquer la MCACM à l'examen des demandes de licence d'exportation de GNL.

Chapitre 3

Demande de KM LNG en vue d'exporter du gaz naturel sous forme liquéfiée

3.1 Exemptions demandées en vertu de la partie VI de la Loi

Opinions des parties

KM LNG a demandé à l'Office d'être exemptée des trois exigences suivantes de l'article 12 du *Règlement de l'Office national de l'énergie concernant le gaz et le pétrole (partie VI de la Loi) (Règlement)*.

- les contrats pro forma pour chaque type de contrat d'achat de gaz (sous-alinéa 12b)(ii));
- les précisions sur les contrats de vente de gaz à l'exportation (sous-alinéa 12c)(i));
- le détail des arrangements de transport (alinéa 12e)).

KM LNG a affirmé que, dans la mesure où le gaz naturel trouve preneur aux conditions de la licence proposée, les transactions auront lieu aux carrefours d'échange de liquides, par l'entremise d'accords standards utilisés par l'industrie. Elle a soutenu que peu importe la quantité de gaz achetée, la transaction aurait lieu sur un marché efficient et que par conséquent, il ne serait pas nécessaire que l'Office obtienne cette information.

Pour ce qui est des contrats de vente de gaz à l'exportation, KM LNG a fait savoir qu'elle n'avait pu inclure les conventions de vente et d'achat (CVA) de GNL dans sa demande parce que les négociations ne pouvaient aboutir tant que les préoccupations des acheteurs de GNL relativement à la sûreté des approvisionnements n'étaient pas résolues par la délivrance d'une licence d'exportation à long terme.

Apache et les autres propriétaires du terminal craignaient que l'obligation de divulguer le détail de chaque CVA soit inacceptable aux yeux des acheteurs de GNL et pourrait faire obstacle à toute possibilité de conclure des contrats acceptables. Apache et les autres propriétaires du terminal ont donné leur appui à KM LNG pour modifier la demande de telle sorte que les CVA de GNL ne soient pas déposées devant l'Office.

En ce qui concerne les contrats de transport, KM LNG a souligné qu'aucun contrat de transport sur le PPT n'avait été envisagé du fait de la participation de 100 % des propriétaires dans le PPT, titre de propriété et droits de capacité compris.

Bien que les arrangements de transport entre la station 4 de Spectra et les sources d'approvisionnement ne soient pas encore définitifs, ils devraient l'être à temps pour permettre la tenue des processus de réglementation et des activités de construction avant la date de mise en service du terminal. KM LNG a fait valoir que les obligations liées aux CVA feraient en sorte que des arrangements de transport adéquats soient en place au moment de la première exportation de GNL.

Sur le plan du transport maritime du GNL, KM LNG a soutenu que les arrangements de transport seraient mis au point une fois les CVA signées.

LNG Partners, LLC (LNG Partners) ne s'est pas opposée à la demande de KM LNG voulant que l'Office exempte KM LNG de l'application des dispositions de l'article 12 du *Règlement*. LNG Partners a appuyé la modification générale du sous-alinéa 12c)(i) de manière à permettre le dépôt des renseignements demandés dans les CVA à titre confidentiel.

Opinion de l'Office

Par le passé, les demandes de licence d'exportation examinées par l'Office visaient les marchés du gaz naturel aux États-Unis et le transport était assuré par des pipelines terrestres. Le processus qui devait être suivi pour obtenir les autorisations nécessaires des organismes de réglementation et des engagements contractuels à l'égard de l'exportation proposée diffère sensiblement de celui que doivent suivre les nouveaux venus sur le marché mondial du GNL, tels que KM LNG. L'Office reconnaît ainsi que les exigences de dépôt ne sont pas toutes pertinentes en ce qui concerne la demande en l'espèce.

Le dossier de l'instance met en évidence le fait que les acheteurs de GNL veulent s'assurer de la sûreté de l'approvisionnement avant de conclure des CVA, ce qui comprend l'approbation de la licence d'exportation de gaz naturel à long terme par l'Office. Étant donné les arrangements bilatéraux à long terme qui caractérisent le marché mondial du GNL, l'Office se rend compte que le respect rigoureux des exigences de dépôt pourrait accroître de manière injustifiée le risque auquel s'expose le demandeur. Pour ces raisons, l'Office accède à la demande d'exemption de KM LNG relativement au dépôt du détail des contrats de vente à l'exportation.

L'Office croit comprendre que les propriétaires du terminal ne peuvent conclure de contrats de transport ou d'achat de gaz tant que les marchés d'exportation et les exigences d'approvisionnement n'auront pas été mieux définis. La hauteur de l'investissement financier pour appuyer la proposition d'exportation et l'occasion de participer au marché mondial du LNG fournissent l'assurance que les propriétaires du terminal ont la motivation nécessaire pour acquérir des approvisionnements gaziers commercialisables et une capacité de transport adéquate afin d'assurer un taux élevé d'utilisation du terminal. Aussi l'Office accède-t-il à la demande d'exemption de KM LNG relativement au dépôt de contrats pour chaque type de contrat d'achat de gaz et du détail des arrangements de transport.

3.2 Approvisionnement

Le processus d'examen de l'Office exige du demandeur qu'il prouve la suffisance de l'offre de gaz naturel qui sous-tend la demande.

Opinions des parties

KM LNG a fait référence à la clause 8 de l'entente d'exploitation conjointe qui engage les propriétaires à faire en sorte que le terminal soit utilisé à au moins 80 % de sa capacité pendant toute la durée de la licence de 20 ans.

À l'appui de la demande, EOG et Apache ont montré que leur part des volumes requis par la licence découlerait principalement des ressources dont elles planifient la mise en valeur dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le reste, de leurs autres propriétés dans l'Ouest canadien. Encana a précisé que sa part de l'approvisionnement du terminal proviendrait de ses propriétés en Colombie-Britannique et en Alberta.

Les propriétaires du terminal s'attendent à ce que l'origine des ressources diffère avec le temps, en fonction des conditions de l'économie, des futures découvertes et des acquisitions éventuelles. La sélection des sources est faite de manière à obtenir le rendement le plus élevé et non pas à mettre en valeur une région particulière.

Les propriétaires du terminal ont ajouté que pour répondre aux exigences opérationnelles à court terme, ils pourraient se procurer du gaz d'autres producteurs aux carrefours d'échange de liquides. Ils ont expliqué qu'à titre de sociétés d'exploration et de production, il leur est normalement plus avantageux de mettre leurs propres ressources en valeur que d'acheter du gaz à d'autres producteurs.

Comme l'illustre le tableau 3-1, le total des réserves prouvées et des réserves probables des propriétaires du terminal s'élève à environ 445 milliards de mètres cubes ou Gm^3 (15,7 billions de pieds cubes ou Tpi^3), ce qui est supérieur au volume de 289 Gm^3 (10,2 Tpi^3) requis à l'entrée du terminal. Les propriétaires du terminal ont également fait état de réserves possibles et de ressources éventuelles de 986 Gm^3 (34,8 Tpi^3)¹. Le total des ressources estimatives que détiennent ces sociétés dans l'Ouest canadien (réserves établies, ressources possibles et ressources éventuelles) se situe à 1 431 Gm^3 (50,5 Tpi^3).

1 Les ressources éventuelles correspondent aux quantités estimatives, à une date donnée, qui pourraient être recouvrables à partir des gisements connus, au moyen de techniques éprouvées ou en développement, mais qui ne sont pas considérées comme étant commercialement recouvrables en raison d'au moins une éventualité.

Tableau 3-1
Réserves et engagements d'exportation^[1]

| | <u>Réserves établies</u> | | <u>Engagements d'exportation^[2]</u> | |
|----------------------------|--------------------------|------------------|--|------------------|
| | Gm ³ | Tpi ³ | Gm ³ | Tpi ³ |
| Apache | 88 | 3,1 | 116 | 4,1 |
| EOG | 105 | 3,7 | 87 | 3,1 |
| Encana | 252 | 8,9 | 87 | 3,1 |
| Total^[3] | 445 | 15,7 | 289 | 10,2 |

[1] Selon un facteur de conversion de 35,3 pieds cubes par mètre cube.

[2] Quantité totale exigée à l'entrée du terminal sur la durée de la licence.

[3] Les chiffres ont été arrondis et leur addition peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.

À l'appui de la demande, les propriétaires du terminal ont décrit les activités en amont qui pourraient avoir lieu dans le bassin de Horn River afin d'illustrer une source d'approvisionnement supplémentaire possible. L'une de ces activités vise le forage de 150 puits au moyen de 12 appareils de forage au cours d'une année normale. Afin de réduire le plus possible la superficie au sol, les sociétés prévoient construire des plateformes d'exploitation d'où seraient forés de 12 à 16 puits chacune. Il pourrait se révéler nécessaire de construire des chemins tous temps pour permettre la livraison des matériaux et de l'équipement aux plateformes d'exploitation. Les sociétés ont préparé leurs estimations selon une hypothèse de stimulation de la production au moyen de 15 à 20 fractures hydrauliques par puits. Les sociétés ont l'intention, dans la mesure du possible, de tenir au minimum leurs besoins en eau fraîche au cours du processus de fracturation hydraulique en utilisant plutôt de l'eau non potable, notamment de l'eau salée et de l'eau recyclée.

Les propriétaires du terminal prévoient que la production tirée de leurs propriétés de l'Ouest canadien dépassera sensiblement les volumes indiqués dans la demande tant sur une base journalière qu'annuelle, tel qu'il est illustré dans le tableau 3-2.

Tableau 3-2
Productibilité projetée et obligations liées à la licence^[1]

| | <u>Productibilité projetée</u> | | <u>Obligations liées à la licence</u> | |
|--------|--------------------------------|-----------------------|---------------------------------------|-----------------------|
| | Mm ³ /j* | Mpi ³ /j** | Mm ³ /j* | Mpi ³ /j** |
| Apache | 20,9–35,2 | 739–1,243 | 8,3–16,2 | 292–573 |
| EOG | 14,1–21,4 | 498–754 | 5,9–11,9 | 210–420 |
| Encana | 42,7–88,0 | 1 506–3 106 | 5,9–11,9 | 210–420 |

[1] Selon un facteur de conversion de 35,3 pieds cubes par mètre cube.

* millions de mètres cubes par jour

** millions de pieds cubes par jour

La BC Tap Water Alliance (BCTWA) s'est dite préoccupée par la fiabilité de la production de gaz de schiste du fait qu'il s'agit d'une sphère d'exploitation relativement nouvelle. Des préoccupations ont été exprimées quant à la possibilité que les ressources en gaz de schiste ne soient pas économiquement viables à l'extérieur des zones principales. Les gaz de schiste pourraient être drainés plus rapidement et des volumes de gaz moindres que prévu seraient récupérés, et des restrictions relativement à l'utilisation d'eau ou au processus de fracturation hydraulique pourraient limiter l'accès à la ressource.

Opinion de l'Office

L'Office souligne la clause 8 de l'entente d'exploitation conjointe, qui engage les propriétaires à faire en sorte que le terminal soit utilisé à au moins 80 % de sa capacité pendant toute la durée de la licence de 20 ans. Selon l'Office, cette clause constitue à elle seule une motivation suffisante pour que les propriétaires du terminal assurent les approvisionnements requis.

L'Office constate qu'EOG et Apache ont l'intention d'assurer leur part des approvisionnements en puisant principalement dans les ressources qu'elles mettent en valeur dans le nord-est de la Colombie-Britannique, et pour le reste dans leurs propriétés de l'Ouest canadien. Encana a l'intention de tirer les volumes nécessaires à sa part de l'approvisionnement à même ses actifs en Colombie-Britannique et en Alberta. Les propriétaires du terminal ont ajouté que pour répondre aux exigences opérationnelles à court terme, ils pourraient se procurer du gaz d'autres producteurs aux carrefours d'échange de liquides. L'Office estime qu'il est avantageux de diversifier les sources d'approvisionnement si l'approvisionnement en provenance de certaines sources devait être interrompu.

L'Office est convaincu que les volumes gaziers et les activités prévues en amont par les propriétaires du terminal permettront une capacité de production de gaz naturel supérieure aux volumes indiqués dans la demande, et ce, tant sur une base journalière qu'annuelle. Les réserves prouvées et réserves probables des propriétaires du terminal s'élèvent à environ 445 Gm³ (15,7 Tpi³), ce qui est supérieur au volume de 289 Gm³ (10,2 Tpi³) indiqué dans la demande de licence d'exportation. Toute production excédentaire serait alors à la disposition d'autres marchés de l'Amérique du Nord.

L'Office reconnaît que la mise en valeur des gaz de schiste dans le nord-est de la Colombie-Britannique n'en est encore qu'à ses débuts. Il est toutefois conscient du potentiel élevé de la ressource et des investissements importants faits par les sociétés qui se lancent dans sa mise en valeur. Les progrès technologiques continus permettent d'améliorer l'efficacité des forages, le rendement des puits et la sécurité des activités d'exploitation, qui contribueront vraisemblablement à accroître davantage le potentiel d'approvisionnement en gaz. Il est probable que les gaz de schiste du nord-est de la Colombie-Britannique constitueront une tranche supplémentaire importante de la production de gaz naturel.

3.3 Transport

En conformité avec le processus d'évaluation de l'Office, le demandeur doit fournir une description des arrangements de transport, existants et proposés, qui sont nécessaires à la livraison du gaz naturel au marché.

Opinions des parties

KM LNG a mentionné que le gaz naturel produit en Colombie-Britannique et en Alberta serait acheminé au terminal directement par gazoduc et à la suite d'arrangements commerciaux. Elle a précisé qu'il incomberait aux propriétaires du terminal de livrer le gaz naturel au terminal et, par conséquent, de conclure tous les contrats de transport nécessaires à cette fin.

Tel qu'il est précisé à la section 3.1 des présents motifs de décision, KM LNG a affirmé que les propriétaires du terminal sont au courant de la nécessité d'accroître la capacité du pipeline Spectra BC et qu'ils ont engagé des discussions avec Spectra Energy Transmission (Spectra) pour assurer l'approbation et la construction des installations en temps opportun.

Le PPT proposé serait raccordé au réseau T-Sud de Spectra à la station 4A, afin d'acheminer le gaz naturel au terminal. Le PPT, d'un diamètre de 36 pouces, s'étendrait sur environ 464 kilomètres et pourrait transporter jusqu'à 39,7 Mm³/j (1,4 milliard de pieds cubes par jour) de gaz. Le coût du PPT est estimé à 1,1 milliard de dollars.

KM LNG a affirmé que selon les prévisions, le PPT servirait uniquement à transporter du gaz naturel jusqu'au terminal. Elle a souligné que le PPT serait un gazoduc adapté à l'usage auquel il est destiné et qu'un régime de réglementation des droits n'est pas envisagé. KM LNG a indiqué que la demande de permis relative au PPT serait déposée devant la BCOGC au premier trimestre de 2012 au plus tard et que les propriétaires du terminal prévoient conclure des contrats de transport garanti sur le PPT pour respecter leurs obligations à l'égard du terminal.

KM LNG a souligné que le PPT proposé appartiendrait à la société Pacific Trail Pipeline Limited Partnership (PTP LP). La participation d'Apache dans PTP LP est de 40 %, alors que celle d'EOG et d'Encana est de 30 % chacune. La société First Nations Limited Partnership aurait le droit d'acquérir une participation dans les capitaux propres de PTP LP, mais pas dans la capacité.

Le GNL serait expédié du terminal par méthanier vers des marchés de l'Asie-Pacifique. Le GNL serait vendu selon une condition de livraison « franco à bord » au terminal ou « ex ship » au marché. Les CVA de GNL désigneraient la partie chargée de prendre les arrangements de transport par méthanier.

Selon LNG Partners, tout agrandissement du pipeline Spectra BC devait être envisagé dans une optique à long terme en prévision de la future demande de transport sur ce réseau.

Opinion de l'Office

L'Office est satisfait de la description faite par KM LNG au sujet des arrangements qui seraient nécessaires pour transporter les volumes de gaz proposés jusqu'au marché.

L'Office est conscient que les propriétaires du terminal détiennent une participation dans le PPT par l'entremise de PTP LP et qu'à ce titre, ils tiennent à s'assurer que le pipeline sera construit de manière à leur permettre de s'acquitter de leurs obligations d'approvisionnement. KM LNG a précisé que PTP LP déposerait sa demande de permis devant la BCOGC au premier trimestre de 2012 au plus tard.

Parce que l'Office assure la réglementation du réseau pipelinier Spectra BC, tout projet d'agrandissement, même s'il n'est pas associé à la proposition d'exportation examinée aux présentes, serait assujéti à son approbation. Des agrandissements du réseau de Spectra BC pourraient se révéler nécessaires si l'exportation proposée devait aller de l'avant. Dès qu'il recevra la demande de Spectra, l'Office examinera la question de savoir si les installations proposées sont d'utilité publique.

3.4 Marchés

En conformité avec le processus d'évaluation de l'Office, le demandeur doit fournir une description du marché visé par l'exportation proposée.

Opinions des parties

KM LNG a soutenu qu'elle se servirait, à l'égard du GNL, d'un modèle de gestion classique prévoyant notamment la commercialisation et la vente directes de GNL à des acheteurs de l'Asie-Pacifique qui souhaitent se procurer d'importants volumes de GNL et conclure des CVA garanties à long terme. Une telle orientation favorise à la fois la sûreté de la demande pour le vendeur, qui doit effectuer un investissement financier important, et la sûreté de l'offre de GNL pour l'acheteur.

La fiabilité des approvisionnements à long terme est une exigence fondamentale des acheteurs de GNL de l'Asie-Pacifique. KM LNG a indiqué que les acheteurs de GNL percevaient son accès au marché très liquide du gaz naturel nord-américain comme une belle occasion parce que cela contribue à la longévité du projet, ce qui le distingue des autres projets méthaniers.

Le prix du GNL vendu sur les marchés de l'Asie-Pacifique en vertu de nouveaux contrats d'approvisionnement à long terme se situe actuellement à quelque 90 % de celui du pétrole en termes de pouvoir calorifique. En Asie, le pétrole est considéré comme un combustible pouvant remplacer le gaz naturel; par conséquent, son prix sert de référence pour l'énergie dans cette région.

Tant pour des raisons commerciales que géographiques, KM LNG a proposé l'Asie-Pacifique comme marché principal. Elle a ajouté être en bonne position pour conquérir une part du marché régional. KM LNG a confié à la société Poten & Partners Inc. l'évaluation écrite de la demande de GNL sur les marchés internationaux pertinents. Elle s'attend à ce que la demande de GNL sur les marchés de l'Asie-Pacifique augmente d'en moyenne 2,7 % par année entre 2014 et 2035, principalement en raison de l'accroissement de la production d'électricité par des centrales alimentées au gaz en Chine, au Japon, en Corée du Sud et à Taïwan. Or un déficit

d'approvisionnement entre les contrats à long terme et la demande prévue se dessine vers 2015, ce qui correspond à la période où le projet de KM LNG devrait entrer en service. La capacité du terminal de KM LNG correspond à environ 8 % du déficit d'approvisionnement mondial en GNL prévu pour 2035.

Aucune partie n'a donné de point de vue divergent sur l'information déposée par KM LNG au sujet des marchés proposés pour le GNL à exporter depuis le terminal.

Opinion de l'Office

L'Office est conscient que la croissance prévue de la demande de GNL dans la région de l'Asie-Pacifique représente une nouvelle occasion pour les producteurs canadiens de diversifier leurs marchés d'exportation. L'Office reconnaît en outre que les contrats de vente à long terme indexés en fonction du prix du pétrole pourraient permettre aux producteurs canadiens d'accroître leurs revenus nets. Bien que l'Office constate l'existence de sources concurrentes de GNL à l'échelle mondiale, il estime que KM LNG tient une occasion de livrer concurrence sur le marché mondial du GNL, compte tenu des ressources en gaz naturel au Canada, de la proximité des marchés asiatiques et de la stabilité du contexte politique et réglementaire au pays.

L'Office conclut que le volume d'exportation proposé est susceptible d'être écoulé sur le marché de l'Asie-Pacifique, compte tenu de la taille et du potentiel de croissance de ce dernier.

3.5 Méthode de calcul axée sur les conditions du marché

3.5.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes

Opinions des parties

Selon KM LNG, la méthode d'intervention en fonction des plaintes vise à donner aux participants du marché canadien l'occasion d'analyser divers éléments des exportations proposées, dont le prix. D'importants renseignements au sujet de l'exportation proposée par KM LNG ont été mis à la disposition des participants du marché gazier canadien comme suit :

- le dépôt de la demande de KM LNG auprès de l'ONÉ en date du 9 décembre 2010;
- la publication d'un avis d'audience publique dans divers journaux canadiens, conformément aux stipulations de l'ordonnance d'audience GH-1-2011. La demande était également accessible au public, dont les participants du marché gazier canadien, par Internet;
- une invitation à participer au processus d'examen de la demande adressée à toutes les personnes intéressées par l'entremise de l'instance GH-1-2011;
- la description, dans la demande, du volume de gaz naturel qui serait traité au terminal de KM LNG, du volume de GNL qui serait produit et ferait l'objet de contrats, des

principales modalités selon lesquelles les exportations seraient effectuées et du moyen de transport envisagé pour effectuer les exportations, soit des méthaniers;

- l'affirmation du demandeur à l'effet que les importants besoins en capital exigés par l'aménagement du projet dans son ensemble feraient en sorte que le prix selon les conditions d'exportation dépasserait assurément les prix du gaz naturel au Canada et en Amérique du Nord.

Selon KM LNG, l'exportation proposée est peu susceptible d'intéresser les acheteurs canadiens de gaz, compte tenu du virage fondamental qui s'est opéré sur les marchés gaziers du Canada pour abandonner les dispositions d'approvisionnement en volumes considérables à long terme, en faveur de transactions à court terme.

KM LNG a affirmé que si un participant du marché canadien voulait acquérir du gaz qui serait livré au terminal par les propriétaires pour respecter leurs obligations en matière de capacité, les modalités suivantes s'appliqueraient : la signature d'une convention d'achat à long terme pour une période maximale de 20 ans, un prix d'achat indexé en fonction du prix du pétrole et un volume important.

KM LNG a dit ne pas avoir été mise au courant par les propriétaires du terminal qu'un participant du marché canadien était intéressé à obtenir du GNL selon des conditions semblables à celles de l'exportation proposée ou à acheter du gaz naturel que les propriétaires se sont engagés à livrer au terminal à titre d'approvisionnement à long terme.

Opinion de l'Office

L'Office juge que KM LNG a fourni des renseignements suffisamment détaillés sur l'exportation proposée. Le dossier de l'instance montre que l'exportation proposée ne serait pas faite à des conditions, dont le prix, plus favorables pour le marché d'exportation que pour un participant du marché canadien. De plus, un avis d'audience publique a été publié dans divers journaux du pays afin de donner à tous les Canadiens la possibilité de participer à l'instance.

L'Office souligne d'ailleurs qu'aucune partie ne s'est plainte auprès de lui de ne pas avoir eu la possibilité d'acheter du gaz naturel à des conditions semblables, y compris le prix, à celles de l'exportation proposée. Pour cette raison, l'Office conclut qu'en ce qui concerne la demande en l'espèce, l'esprit et les objectifs de la méthode d'intervention en fonction des plaintes ont été respectés.

3.5.2 Évaluation des incidences de l'exportation

Dans le cadre du processus d'examen de l'Office, le demandeur doit fournir une évaluation des incidences de l'exportation proposée sur les marchés de l'énergie et du gaz naturel du Canada visant à établir si les Canadiens peuvent avoir de la difficulté à satisfaire leurs besoins en énergie à un prix équitable.

Opinions des parties

KM LNG a conclu que l'exportation proposée n'est pas susceptible d'avoir une incidence négative sur la capacité des Canadiens de répondre à leurs besoins énergétiques pendant la période de validité de la licence demandée. Dans son témoignage, la société a fait valoir que les États-Unis répondraient en partie aux besoins en gaz naturel du Canada. Elle a cité à l'appui un rapport du Ziff Energy Group (groupe Ziff) sur les prévisions de la demande et de l'offre de gaz naturel qui montre que la mise en valeur de nouvelles sources, surtout le gaz de schiste au Québec et dans le Nord-Est des États-Unis, aurait pour effet de remplacer, sur ses marchés de l'Est de l'Amérique du Nord, une partie du gaz tiré du BSOC devant être transporté sur de longues distances. KM LNG a également soutenu que la part occupée par le gaz canadien sur les marchés des États-Unis était en baisse et que selon les prévisions, les exportations de gaz vers les États-Unis reculeraient. KM LNG en a conclu que l'offre au Canada, majorée du gaz dont on prévoit l'importation des États-Unis, suffirait à répondre à la demande intérieure et d'exportation du pays.

KM LNG a déposé devant l'Office une ÉIE effectuée par M. Roland Priddle, qui conclut que l'exportation proposée n'est pas susceptible de causer aux Canadiens des difficultés à satisfaire leurs besoins en énergie à un prix équitable et que le prix équitable serait le fruit du fonctionnement efficient des marchés. Compte tenu du fonctionnement actuel et prévu du marché gazier nord-américain, et du volume de gaz devant être exporté qui est relativement faible par rapport à ce marché, KM LNG a conclu que l'exportation proposée n'aurait qu'une incidence minimale sur les consommateurs de gaz naturel et d'énergie du Canada.

La BCTWA s'est dite préoccupée par l'inclusion de volumes provenant de sources non mises en valeur, notamment de l'Alaska, du delta du Mackenzie et du Québec, dans les projections du demandeur relativement à l'approvisionnement en gaz naturel au Canada.

L'Association canadienne de l'industrie de la chimie (ACIC) a prié l'Office de s'assurer que les volumes de liquides de gaz naturel (LGN) contenus dans le GNL exporté ne dépassent pas l'excédent de production une fois comblés les besoins des Canadiens. Elle a également fait valoir avec insistance que l'Office tienne compte de la possibilité que l'approbation de la demande ait une incidence négative sur de nouvelles possibilités de s'adonner à des activités de coupes lourdes ou de chevauchement. En outre, l'ACIC a recommandé à l'Office de voir si la liste de contrôle du *Guide de dépôt* de l'ONÉ exige de plus amples renseignements sur l'exportation de gaz naturel (qui inclut le propane, les butanes et l'éthane) sous forme de GNL.

L'ACIC a de plus recommandé à l'Office d'imposer une condition selon laquelle KM LNG serait tenue de faire état des volumes et de la composition des LGN contenus dans le GNL exporté.

L'Industrial Gas Consumers Association of Alberta (IGCAA) a soutenu qu'en l'absence d'une source d'approvisionnement réservée à l'exportation proposée, il lui était difficile d'évaluer les incidences sur les débits et les droits relatifs aux pipelines existants ainsi que la capacité d'ajustement du marché énergétique du Canada. L'IGCAA a précisé qu'elle compterait sur l'Office pour assurer la surveillance continue des marchés énergétiques canadiens.

Le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique, le ministère de l'Énergie de l'Alberta et l'ACPP sont en faveur de la demande de KM LNG, car selon eux, il est dans l'intérêt

public de permettre aux producteurs canadiens d'avoir accès à de nouveaux marchés pour continuer à mettre en valeur leurs ressources de gaz naturel. L'ACPP a invoqué la preuve de KM LNG pour affirmer que l'offre gazière actuelle est plus que suffisante pour répondre à la demande des Canadiens et que de ce fait, les volumes visés par la demande de licence d'exportation sont excédentaires par rapport aux besoins prévisibles du Canada.

LNG Partners a demandé avec insistance à l'Office de conclure dans sa décision qu'il existe suffisamment de gaz naturel dans le BSOC pour justifier le développement des marchés du littoral du Pacifique et l'aménagement de l'infrastructure nécessaire à ce développement. Selon LNG Partners, l'Office produirait ainsi une sorte d'évaluation de l'incidence des exportations qui serait fondée sur la preuve en l'espèce et qui servirait de référence jusqu'à ce que l'Office arrive à une conclusion différente en fonction des éléments de preuve déposés devant lui à l'avenir.

KM LNG a souligné que si les prévisions relatives à l'approvisionnement tiré de certaines régions particulières dont fait état l'ÉIE ne se confirmaient pas, cela signifierait qu'il existe en Amérique du Nord d'autres réserves plus concurrentielles.

En ce qui concerne les questions soulevées par l'ACIC, KM LNG a fait valoir que rien ne laisse supposer que l'exportation proposée aura une incidence sur l'offre de LGN aux participants du marché canadien ou que l'exportation nuira à la capacité des Canadiens de livrer concurrence sur les marchés de LGN. KM LNG a cité l'instance sur le projet pipelinier Vantage (OH-3-2011) pour montrer que le marché fonctionne correctement et que les participants du marché canadien cherchent activement des sources d'approvisionnement en LGN.

KM LNG a affirmé que l'Office ne devrait pas imposer la condition recommandée par l'ACIC parce que la demande en l'espèce ne vise pas l'exportation de LGN et parce qu'il n'y a pas de fondement probatoire sur lequel appuyer une telle condition. KM LNG a fait valoir que la qualité du gaz naturel visé dépend de certaines activités en amont, lesquelles sont fonction des conditions économiques, mais n'ont rien à voir avec la licence d'exportation. KM LNG a ajouté qu'elle était prête à indiquer, à chaque trimestre, le pouvoir calorifique moyen de l'ensemble des volumes exportés depuis le terminal, de manière à fournir des renseignements susceptibles d'aider l'ACIC et l'Office à assurer la surveillance des marchés des LGN.

Au sujet des questions entourant l'ÉIE soulevées par LNG Partners, KM LNG a dit qu'elle trouvait risqué de se fier aux éléments de preuve présentés et examinés dans le cadre d'une instance de l'ONÉ, parce que les témoins ne sont pas en mesure de répondre aux questions sur ces éléments de preuve. KM LNG a déclaré que la partie ayant l'intention d'utiliser une preuve devrait être celle qui s'expose à ce risque.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît que les rapports produits par le groupe Ziff et par M. Priddle sont fondés sur de vastes connaissances spécialisées d'un domaine particulier ainsi que sur l'information disponible au moment du dépôt de la demande. L'Office estime que les deux rapports sont utiles.

L'Office fait remarquer que l'évaluation du marché faite par le groupe Ziff correspond de manière générale à ce qu'il a lui-même observé en

surveillant les marchés, et à celle de l'Energy Information Administration des États-Unis. L'Office confirme que le marché du gaz naturel de l'Amérique du Nord subit présentement des changements importants et que ces changements sont attribuables à l'approvisionnement accru provenant de sources telles que les gaz de schiste. L'Office est par ailleurs conscient des variations des flux gaziers en Amérique du Nord et des effets que ces variations pourraient avoir sur la production canadienne. Plus particulièrement, l'Office reconnaît que les volumes de gaz tirés du BSOC et exportés vers les marchés de l'est ont baissé, tandis que les importations des États-Unis ont augmenté. L'Office souligne que cet état de choses témoigne du fonctionnement continu du marché et il s'attend à ce que du gaz naturel américain continue de répondre à une partie de la demande canadienne.

L'Office est d'accord avec la conclusion du demandeur à l'effet que l'exportation du volume proposé pour la durée de la licence n'est pas susceptible de causer aux Canadiens des difficultés à satisfaire leurs besoins en énergie à un prix équitable. Depuis leur déréglementation en 1985, les marchés gaziers de l'Amérique du Nord fonctionnent de manière efficiente et rien n'indique qu'ils ne continueront pas de fonctionner ainsi à l'avenir. Par ailleurs, le volume de gaz dont l'exportation est proposée est relativement faible par rapport à l'ensemble de l'offre nord-américaine. Quoi qu'il en soit, l'Office continuera de surveiller les marchés pour établir à sa satisfaction que les Canadiens répondent à leurs besoins en gaz naturel à un prix équitable.

L'Office est persuadé que si la mise en valeur de sources particulières n'est pas entreprise au cours de la période de validité de la licence demandée, les prix du marché évolueront en conséquence, ce qui incitera les producteurs à mettre en valeur d'autres sources d'approvisionnement, existantes ou de rechange.

Compte tenu de ce qui précède, l'Office est convaincu que la quantité de gaz devant être exportée ne dépasse pas l'excédent de la production par rapport aux besoins normalement prévisibles du Canada, eu égard aux perspectives liées aux découvertes de gaz au Canada.

L'Office fait remarquer qu'il n'est pas nécessaire de déterminer les excédents lorsqu'il est question de LGN. Les activités de surveillance continue menées par l'Office auprès de l'industrie canadienne des LGN font état d'un marché qui fonctionne bien, et aucune preuve du contraire n'a été déposée dans le cadre de l'instance. L'Office souligne que selon les termes du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les rapports relatifs aux exportations et importations* (Règlement sur les rapports), tout titulaire d'une licence doit communiquer à l'Office le pouvoir calorifique moyen du gaz exporté, ce qui permet d'assurer le suivi des quantités de LGN contenues dans le GNL exporté.

3.5.3 Autres facteurs touchant l'intérêt public

L'Office rend ses décisions en fonction de l'intérêt public canadien, lequel vise un équilibre des intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société. À titre d'organisme de réglementation, l'Office doit évaluer la contribution d'un projet au bien public général, et ses inconvénients éventuels, en peser les diverses conséquences et rendre une décision. Les facteurs économiques touchant l'intérêt public sont décrits ci-après, tandis que les questions relatives aux facteurs environnementaux et sociaux sont traitées au chapitre 4.

Opinions des parties

KM LNG a allégué qu'il est dans l'intérêt public canadien de permettre à des producteurs de gaz canadiens de faire leur entrée sur des marchés internationaux pour y faire du commerce. L'évolution des conditions de marché en Amérique du Nord exigerait des producteurs canadiens qu'ils trouvent de nouveaux marchés pour continuer à mettre leurs réserves en valeur. Le marché de l'Asie-Pacifique offre une telle occasion aux producteurs canadiens, en plus de favoriser le commerce international.

KM LNG a affirmé que la mise en valeur du gaz naturel dans l'Ouest canadien s'intensifierait grâce à un accès élargi aux marchés d'exportation. Les Canadiens pourraient en tirer des avantages sur le plan de la création d'emplois et de la croissance économique, par exemple, alors que les localités et les peuples autochtones à proximité du terminal, du PPT et des régions où serait produit le nouvel approvisionnement gazier en tireraient des retombées avantageuses.

Le demandeur a affirmé qu'Apache, EOG et Encana sont entrées en pourparlers de façon indépendante avec plusieurs acheteurs potentiels de l'Asie-Pacifique et que la tarification et les autres modalités des contrats tiendront compte d'un marché concurrentiel. Les contrats de prise ferme à long terme assureront des revenus aux vendeurs du GNL et la sûreté de l'approvisionnement aux acheteurs.

Dans une lettre de commentaires, M. Peter King a recommandé l'approbation de la demande de licence d'exportation afin de favoriser la diversification sur les plans économique, social et environnemental, tant à l'échelle locale que mondiale.

Opinion de l'Office

L'Office observe une certaine similarité entre le marché gazier de l'Amérique du Nord d'avant la déréglementation et l'actuel marché mondial du GNL en ce que les contrats à long terme servent à justifier l'investissement dans l'infrastructure en amont et à assurer la sûreté de l'approvisionnement en aval. Les contrats à long terme sont une pratique commerciale courante sur le marché mondial du GNL, où le Canada serait un nouveau venu. La conception du terminal et du PPT tient compte des engagements à long terme dont les propriétaires du terminal font la promotion auprès des acheteurs de l'Asie-Pacifique. Pour ces raisons, l'Office estime qu'une licence d'une durée de 20 ans est appropriée.

L'Office remarque que l'exportation proposée par KM LNG permet d'assurer la durabilité des contrats. KM LNG a précisé à l'Office que les parties aux contrats de vente de GNL sont expérimentées et que, par conséquent, les modalités des contrats prévoiraient des dispositions visant à tenir compte de l'évolution éventuelle des conditions de marché. Par ailleurs, les prix contractuels seraient fixés de manière à faire en sorte que les coûts engagés au Canada, notamment ceux associés au terminal et au PPT, soient récupérés. Le demandeur a certifié que les contrats étaient négociés selon les conditions normales du marché. L'investissement financier des propriétaires du terminal dans le terminal et le PPT encouragera l'exploitation des installations à des taux d'utilisation élevés. Enfin, les contrats de prise ferme, qui continuent de prévaloir sur les marchés de l'Asie-Pacifique, créeront entre les parties aux contrats des obligations qui assureront la prise des volumes d'exportation.

L'Office estime que l'exportation proposée offrira de nouveaux débouchés à la production gazière canadienne et que la mise en valeur continue des ressources de gaz de schiste en Colombie-Britannique et en Alberta permettra en définitive d'accroître l'approvisionnement du Canada en gaz naturel.

3.6 Conditions de la licence

Opinions des parties

KM LNG a demandé un écart toléré de 10 % par rapport à la quantité de gaz pouvant être exportée pendant toute période de douze mois consécutifs, afin d'être en mesure de gérer les variations de la quantité de GNL pouvant être produite au terminal.

KM LNG a demandé que soit prévue une clause de réexamen au quatrième trimestre de 2019, ce qui, compte tenu de l'envergure et de la complexité du projet, devrait lui donner la flexibilité requise.

KM LNG a également demandé, si une licence d'exportation devait être délivrée, à être exemptée des exigences de dépôt prévues au Règlement sur les rapports. Plutôt que d'être tenue à une exigence de dépôt mensuel, elle a suggéré de déposer tous les trimestres les renseignements suivants auprès de l'Office :

- le total des volumes de GNL expédiés depuis le terminal;
- la valeur agrégée, en dollars canadiens, des recettes d'exportation;
- le pouvoir calorifique moyen de l'ensemble des volumes exportés;
- la répartition des volumes exportés par pays de destination, selon la désignation au moment du chargement du GNL au terminal.

Opinion de l'Office

L'Office considère raisonnable d'accorder à KM LNG l'écart toléré de 10 % demandé, ainsi qu'à fixer le moment du réexamen au quatrième trimestre de 2019.

L'Office réitère que tout titulaire d'une licence d'exportation doit satisfaire aux exigences en matière de rapports qui sont prévues au Règlement sur les rapports. L'Office souligne qu'en vertu du paragraphe 129(1.1) de la Loi sur l'ONÉ, il peut exempter une société ou une personne de l'application du Règlement sur les rapports.

L'Office a décidé d'accéder à la demande de KM LNG d'être exemptée de l'application du Règlement sur les rapports. L'Office accepte et considère raisonnable que les renseignements suivants lui soient présentés tous les trimestres : le total des volumes de GNL exportés depuis le terminal, la valeur agrégée, en dollars canadiens, des recettes d'exportation, le pouvoir calorifique moyen des volumes exportés et la répartition de l'ensemble des volumes exportés par pays de destination, selon la désignation au moment du chargement du GNL au terminal. Par conséquent, l'Office délivrera une ordonnance exemptant KM LNG du Règlement sur les rapports au moment de l'agrément par le gouverneur en conseil de la délivrance d'une licence d'exportation de gaz à KM LNG.

Chapitre 4

Questions environnementales et socioéconomiques et programme de consultation

4.1 Questions environnementales et socioéconomiques

La demande de licence d'exportation de KM LNG n'exige pas la tenue d'une évaluation environnementale aux termes de la LCÉE. L'Office a toutefois relevé, pour examen au cours de l'instance, la question des effets environnementaux éventuels de l'exportation proposée par KM LNG et, le cas échéant, des effets sociaux qui leur seraient directement liés, notamment toute incidence sur les intérêts des Autochtones. L'Office a par ailleurs souligné ce qui suit au paragraphe 11 de l'ordonnance d'audience : « étant donné que les installations du terminal de GNL de Kitimat et le pipeline Pacific Trail ont déjà fait l'objet de processus d'évaluation environnementale par les gouvernements fédéral et provincial, l'Office ne réexaminera pas ces évaluations ».

4.1.1 Portée de l'examen des questions environnementales et socioéconomiques par l'Office

Opinions des parties

KM LNG, EOG, Encana, LNG Partners, l'ACPP et la Première Nation de Fort Nelson ont formulé leur opinion sur la manière dont l'Office devrait étudier les effets environnementaux et les effets sociaux en découlant directement pour les besoins de l'instance.

KM LNG a affirmé que l'Office ne devrait pas réexaminer les évaluations environnementales qui ont été effectuées et qu'il ne devrait pas l'obliger à effectuer une évaluation environnementale.

Selon KM LNG, le cadre législatif indique la manière dont l'Office devrait examiner les éventuels effets environnementaux, et les effets sociaux qui y sont directement liés, dans le cadre d'une instance relative à une licence d'exportation de gaz.

KM LNG a rappelé que par le passé, l'Office avait eu recours au critère du lien nécessaire pour déterminer les effets environnementaux éventuels, et les effets sociaux qui y sont directement liés, dans le cadre de son examen d'une demande de licence d'exportation de gaz. Elle a fait valoir que les circonstances ont évolué depuis l'adoption de ce critère lors de l'instance de révision de la décision GH-5-93. En effet, l'Office n'est plus tenu de réaliser une évaluation environnementale dans le cas d'une demande de licence d'exportation de gaz, parce que ce type de demande, contrairement à celles qui visent certaines installations, ne déclenche pas la tenue d'une évaluation environnementale aux termes de la LCÉE. KM LNG a soutenu que l'Office devrait plutôt donner aux parties la possibilité de présenter des éléments de preuve sur les effets environnementaux de l'exportation proposée n'ayant pas fait l'objet d'une évaluation environnementale.

EOG, Encana, LNG Partners et l'ACPP ont pour leur part soit appuyé le point de vue de KM LNG soit invoqué des arguments similaires.

La Première Nation de Fort Nelson s'est fondée sur le critère du lien nécessaire adopté lors de l'instance de révision de GH-5-93 pour soutenir que l'Office doit tenir compte des effets environnementaux éventuels des activités en amont, et des effets sociaux qui y sont directement liés, dans toute décision relative à la demande de licence d'exportation de gaz déposée par KM LNG.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît qu'une demande de licence d'exportation de gaz ne déclenche pas la tenue d'une évaluation environnementale aux termes de la LCÉE. Cependant, cela ne l'empêche pas de tenir compte des effets environnementaux éventuels et des effets sociaux qui y sont directement liés dans le cadre de son examen de la demande.

L'étude de la question 4 par l'Office correspond à l'examen des renseignements qu'un demandeur doit déposer à l'appui d'une demande de licence d'exportation de gaz. Le Règlement exige du demandeur d'une licence d'exportation de gaz qu'il fournisse à l'Office « des renseignements sur les incidences environnementales éventuelles des exportations proposées et les répercussions sociales directement liées à ces incidences ».

L'Office a appliqué le critère du lien nécessaire dans au moins huit décisions visant une demande de licence d'exportation de gaz depuis l'adoption de la LCÉE². Par le fait même, l'Office a reconnu que la Loi sur l'ONÉ lui confère un pouvoir suffisant pour examiner les incidences environnementales des exportations proposées³. En vertu de la Loi sur l'ONÉ, l'Office dispose d'un pouvoir étendu pour déterminer la pertinence des éléments à examiner dans le cadre d'une demande de licence d'exportation de gaz. Par ailleurs, l'article 118 de la Loi sur l'ONÉ exige de l'Office qu'il tienne compte de tous les facteurs qu'il estime pertinents.

Compte tenu de ce qui précède, l'Office n'est pas convaincu que le cadre législatif ait évolué à un point tel qu'il ne serait pas nécessaire d'étudier les incidences environnementales éventuelles de l'exportation proposée et les répercussions sociales directement liées à ces incidences.

Par conséquent, l'Office étudiera les incidences environnementales de l'exportation proposée, et les répercussions sociales qui y sont liées, si ces incidences ont un lien nécessaire avec les activités d'exportation proposées. Comme le précise l'Office dans les Motifs de décision

2 GH-1-95, p. 4, 13, 25 et 34; GH-4-95, p. 5 et 7; GHW-1-96, p. 6; GHW-2-96, p. 4 et 5; GHW-1-97, p. 4 et 6; GHW-2-97, p. 4, GH-1-99, p. 3 et 13; RH-1-2008 p. 6, 21 et 22.

3 GH-1-95, p. 11 et 12

concernant la révision de GH-5-93, pour qu'un lien nécessaire existe, l'exportation proposée et les nouvelles installations ou activités doivent être intégrées au point de sembler faire partie d'un seul plan d'action. Lorsqu'il applique le critère aux circonstances de la demande en l'espèce, l'Office trouve qu'il y a un lien nécessaire entre la licence d'exportation de gaz et les activités et installations indiquées ci-après. Ces activités seront entreprises et ces installations seront construites dans le seul but d'exporter du gaz du Canada en vertu de la licence.

- a) Activités de navigation maritime – Des navires serviront à transporter du GNL du Canada; faute de quoi, il n'y aurait pas d'exportation de gaz naturel du Canada.
- b) Terminal – L'existence du terminal dépend de la délivrance d'une licence d'exportation par l'Office. Sans cette licence, KM LNG ne construirait pas le terminal.
- c) PPT – Le PPT serait conçu et construit dans le seul but d'acheminer au terminal les quantités de gaz requises pour qu'il soit exploité à pleine capacité.

Par conséquent, l'Office juge que ces installations ou activités sont étroitement liées à l'exportation proposée par KM LNG et qu'elles sont intégrées de telle sorte qu'elles semblent faire partie d'un seul plan d'action.

4.1.2 Examen des questions environnementales et socioéconomiques par l'Office

Terminal de KM LNG et PPT

Opinions des parties

KM LNG a affirmé qu'aucune preuve n'a été versée au dossier dans le but de laisser entendre qu'il existe des effets environnementaux directement liés à l'exportation proposée n'ayant pas déjà été portés à l'attention des organismes de réglementation compétents.

KM LNG a souligné que le terminal et le PPT ont déjà fait l'objet d'une évaluation environnementale aux niveaux provincial et fédéral. L'évaluation environnementale du terminal a mis en lumière des effets environnementaux et socioéconomiques éventuels liés au terminal, notamment des effets sur les milieux marin, terrestre, aquatique (eau douce) et atmosphérique. Les autorités responsables de l'ÉE du terminal ont conclu que la construction et l'exploitation du terminal, conjointement à la tenue d'autres activités, ne sont pas susceptibles d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants et que des moyens pratiques ont été déterminés pour prévenir les effets négatifs éventuels ou les ramener à un niveau acceptable. Le terminal et le PPT sont ainsi passés à l'étape de la réglementation.

KM LNG a fait remarquer que la BCOGC serait le principal organisme de réglementation assurant la surveillance des activités de construction et d'exploitation des installations. KM LNG

a affirmé que les installations de production et de stockage nécessaires à la totalité des volumes d'exportation seraient situées dans les limites de la superficie au sol du terminal, qui a fait l'objet de l'ÉE conjointe effectuée aux termes de la LCÉE et de l'*Environmental Assessment Act* de la Colombie-Britannique (ÉE conjointe). KM LNG a indiqué ne pas s'attendre à ce que la deuxième étape proposée de l'aménagement du terminal devant permettre l'exportation de la totalité des volumes gaziers exige une nouvelle évaluation aux termes de la LCÉE. Elle a en outre précisé qu'elle collaborait avec le BCEAO pour ce qui est de toute modification pouvant devoir être apportée au certificat provincial d'ÉE.

KM LNG s'est engagée à offrir des possibilités d'emploi, de contrat et de formation aux collectivités à proximité du terminal.

KM LNG a été informée que PTP LP avait conclu une entente avec First Nations Limited Partnership, qui regroupe 15 Premières Nations propriétaires de terres traditionnelles le long du tracé pipelinier. Selon l'entente, les Premières Nations concernées pourront tirer profit du projet de pipeline et y investir.

La Nation Haisla (aussi connue sous le nom de bande indienne de Kitamaat) a fait valoir que KM LNG propose de construire le terminal sur des terres de la réserve Haisla, ce qui se traduira, pour elle, par des paiements de location et des recettes fiscales. La Nation a souligné que les sources de revenus indépendantes lui sont d'importance critique pour le soutien de divers projets en matière de santé, d'éducation, de développement communautaire ou autre. Elle a ajouté que ce projet de développement comporte des possibilités d'emploi et d'affaires. Dans la même veine, KM LNG a indiqué que l'accord visant les incidences et les avantages devant être conclu avec la Nation Haisla tiendra compte de l'emploi, de la formation, de l'approvisionnement, de l'imposition, de la location à long terme, de la désaffectation et de la gérance de l'environnement afin de pallier toute incidence éventuelle sur les intérêts de la Nation.

La Kitimat Rod and Gun Association (association de chasse et pêche de Kitimat) a demandé à ce que KM LNG et ses associés mettent sur pied un programme de protection du patrimoine faunique et halieutique dans la région. En réponse, KM LNG s'est engagée à collaborer avec l'association pour explorer diverses possibilités de partenariats et a affirmé qu'elle et ses associés sont déterminés à investir dans les collectivités où KM LNG s'adonne à des activités d'exploitation. KM LNG a ajouté qu'elle appuie déjà certaines initiatives communautaires et qu'advenant une décision d'investissement finale positive, elle mettrait des fonds de côté pour en appuyer d'autres.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît les avantages économiques que présente le projet de KM LNG, notamment des possibilités d'emploi pour l'aménagement du terminal et du PPT.

L'Office a étudié les incidences environnementales éventuelles, et les répercussions sociales directement liées à ces incidences, du terminal de KM LNG et du PPT. Les renseignements présentés dans le cadre de l'instance, dont l'ÉE conjointe, témoignent de ces incidences et de leur

atténuation. Le dossier de l'instance contient des renseignements à l'effet que d'autres organismes fédéraux et provinciaux continueront d'évaluer toute incidence environnementale et toute répercussion sociale associée à ces projets. L'Office estime qu'il n'est pas justifié de faire double emploi avec le travail d'autres organismes.

Navigation maritime

Opinions des parties

KM LNG a fourni des renseignements quant à la manière dont l'ÉE conjointe, et les engagements en découlant, a analysé les éventuels effets environnementaux et socioéconomiques associés à la navigation maritime. KM LNG a reconnu que la limite spatiale de certaines composantes environnementales valorisées liées au milieu marin est restreinte à une zone près du terminal. KM LNG a toutefois fait remarquer que d'autres engagements l'ont obligée à examiner les effets environnementaux et socioéconomiques sur toute la longueur des routes de navigation proposées. Par exemple, KM LNG a fourni de plus amples renseignements, dont une étude du sillage des navires qui conclut que les navires-citernes produiront une hauteur de vague bien inférieure à celle des vagues naturelles dues au vent dans le chenal marin de Douglas et que les vagues n'auront pas d'effet important sur les berges (érosion) ou sur le trafic maritime de la région. KM LNG a également fourni des renseignements sur la méthode employée dans l'ÉE conjointe pour examiner les effets éventuels de la circulation maritime sur les mammifères marins et les mesures d'atténuation connexes, notamment les exigences liées au suivi et à la présentation de l'information. KM LNG a également fourni des renseignements sur la réglementation en matière de navigation maritime au Canada et sur la manière dont elle entend tenir compte de certaines questions touchant notamment la navigation et la sécurité à cet égard, l'évacuation de l'eau de ballast, la prévention des accidents et l'intervention en cas d'urgence.

KM LNG a ajouté qu'elle participe au processus d'examen TERMPOL (TERMPOL) et qu'elle est tenue de mettre en œuvre toutes les recommandations contenues dans le rapport du comité d'examen⁴. Dans le cadre de TERMPOL, KM LNG s'est engagée à produire d'autres études, nouvelles ou approfondies, sur les effets environnementaux et socioéconomiques. La portée de ces études dépasserait celle d'un examen TERMPOL traditionnel, qui porte normalement sur la sécurité de la navigation et la prévention des accidents. Comme l'a précisé Transports Canada, l'une de ces études est une évaluation des niveaux sonores sous-marins et des répercussions sur les mammifères marins, notamment le potentiel de collision avec les navires. En ce qui concerne le cadre spatial du TERMPOL, il se limite aux eaux territoriales du Canada qui longent les routes de navigation proposées ou qui y sont adjacentes.

KM LNG a assuré les parties que les mesures d'atténuation mises au point à la suite de l'ÉE conjointe et celles déterminées par le TERMPOL permettraient d'atténuer entièrement les effets environnementaux éventuels liés à la navigation maritime et qu'il n'est pas nécessaire que l'Office fasse un examen plus poussé de ces effets.

4 Le comité d'examen TERMPOL regroupe des représentants de Transports Canada, de Pêches et Océans Canada, d'Environnement Canada, du Service canadien de la faune, de la Nation Haisla, des British Columbia Coast Pilots, de l'Administration de pilotage du Pacifique, de la Garde côtière canadienne et d'Affaires autochtones et Développement du Nord Canada.

La Nation Haisla, EOG et Encana, l'ACPP et LNG Partners ont pour leur part soit appuyé le point de vue de KM LNG soit invoqué des arguments similaires.

Opinion de l'Office

De l'avis de l'Office, les incidences environnementales éventuelles et les répercussions sociales directement liées à ces incidences ont été prises en compte dans l'ÉE conjointe ou le seront dans le cadre du TERMPOL. L'Office reconnaît que divers processus fédéraux et provinciaux sont en place pour assurer la surveillance de la conformité, le suivi et la présentation de l'information relativement aux engagements pris par KM LNG et aux conditions imposées. L'Office reconnaît en outre que la législation en matière d'activités de navigation maritime est en quelque sorte un régime de réglementation de « permis par règlement » du fait qu'elle précise un ensemble standard de règles et de conditions détaillés visant les activités de navigation maritime. Pour qu'une activité de navigation maritime puisse avoir lieu au Canada, il faut qu'elle soit conforme à cet ensemble de lois qui traite de toutes les questions liées à la sécurité, à la protection de l'environnement et à la navigation.

Compte tenu de ce qui précède, l'Office estime qu'il n'est pas justifié de faire double emploi avec le travail effectué aux termes des lois et processus fédéraux et provinciaux applicables et qu'il est en mesure d'étudier adéquatement les incidences environnementales éventuelles et les répercussions sociales directement liées à ces incidences pour rendre une décision relativement à la demande de licence d'exportation.

Activités gazières en amont

Opinions des parties

La Première Nation de Fort Nelson et la BCTWA ont exprimé leurs préoccupations quant aux effets environnementaux et socioéconomiques éventuels qui sont associés à la mise en valeur de gaz en amont dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Les préoccupations de la BCTWA portaient surtout sur les effets environnementaux éventuels causés par les activités de fracturation hydraulique que nécessite la mise en valeur du gaz dans cette région.

Pour sa part, la Première Nation de Fort Nelson s'est dite préoccupée par le fait que les activités de mise en valeur intensive dans le bassin de Horn River pourraient nuire aux ressources en eau douce et en eau souterraine, aux fondrières de mousse qui sont des écosystèmes à l'équilibre précaire, ainsi qu'aux animaux sauvages et à leur habitat. Elle a plaidé que la mise en valeur gazière finirait par mettre en péril son mode de vie traditionnel sur des terres qu'elle occupe depuis le fond des âges et causer des difficultés économiques pour ses membres.

La Première Nation de Fort Nelson a en outre soutenu qu'il existe un lien nécessaire entre les exportations de gaz proposées et les activités de mise en valeur gazière dans le nord-est de la Colombie-Britannique, plus particulièrement dans le bassin de Horn River. Elle a ajouté qu'à son avis, il est fort probable que la mise en valeur des réserves de gaz dans le bassin de Horn River

s'accroisse et s'accélère si la licence d'exportation demandée est délivrée. De telles activités de mise en valeur auraient des effets néfastes sur les droits ancestraux et issus de traités de la Première Nation de Fort Nelson. Elle a également demandé à l'Office, dans l'éventualité où il jugerait qu'il n'y a pas de lien nécessaire, d'appliquer le critère de manière large du fait de la grande probabilité que les activités en amont aient lieu sur le territoire traditionnel de la Première nation.

KM LNG a répliqué qu'aucun gisement particulier ne serait consacré à l'exportation proposée et qu'aucune source d'approvisionnement ne serait nécessairement mise en valeur si la licence d'exportation demandée était accordée. KM LNG a ajouté que même s'il existe un lien direct, l'Office pourrait se reporter au régime de réglementation en place en Colombie-Britannique pour résoudre les préoccupations environnementales et socioéconomiques liées à la mise en valeur de gaz en amont.

Opinion de l'Office

L'Office a voulu déterminer s'il existe un lien nécessaire entre certaines zones productrices particulières en amont, telles que le bassin de Horn River, et les exportations de GNL proposées dans la demande de licence. Apache, EOG et Encana ont précisé que le gaz devant être exporté en vertu de la licence demandée :

- proviendra de gisements d'approvisionnement existants et futurs des associés, situés dans diverses zones du BSOC;
- ne proviendra pas d'une source unique réservée aux fins de l'exportation proposée;
- pourrait être du gaz obtenu par l'entremise de carrefours des marchés ou d'échanges avec d'autres producteurs.

Apache, EOG et Encana ont également indiqué qu'elles mettraient en valeur leurs propres sources d'approvisionnement, dont le bassin de Horn River, que la licence d'exportation soit approuvée ou non. L'obtention de la licence d'exportation déterminera le rythme auquel se fera la mise en valeur de leurs ressources. L'Office n'est pas en mesure de déterminer si les puits de production des sources d'approvisionnement en question, dont ceux du bassin de Horn River, serviront à répondre à la demande intérieure, à la demande américaine ou à la demande liée à la licence d'exportation.

L'Office constate que les producteurs ont fourni des données sur leurs propres gisements d'approvisionnement afin de montrer qu'ils ont la capacité de répondre à la demande liée à la licence d'exportation pendant la période de validité de la licence. Le dépôt de ces données auprès de l'Office ne crée pas de lien nécessaire entre l'exportation proposée et des activités de mise en valeur en amont particulières. La composition des sources d'approvisionnement pourrait évoluer en fonction de la

conjoncture pendant la période de validité de la licence et l'Office estime qu'il n'est pas évident que le gaz proviendra de gisements particuliers.

Pour ces raisons, l'Office juge qu'il n'y a pas de lien nécessaire entre la licence d'exportation de gaz demandée et les activités de mise en valeur gazière dans le bassin de Horn River. Par conséquent, l'Office n'examinera pas les effets environnementaux et socioéconomiques éventuels qui sont associés à la mise en valeur gazière dans cette région.

Même si l'Office avait trouvé qu'il existe un lien nécessaire entre la licence d'exportation de gaz et les activités de mise en valeur gazière en amont d'Apache et d'EOG dans le nord-est de la Colombie-Britannique (ce dont il n'est pas convaincu compte tenu des faits de la demande en l'espèce), l'Office reconnaît qu'il revient à la Province de la Colombie-Britannique de réglementer la mise en valeur pétrolière et gazière en amont dans la région en question. L'Office est convaincu qu'un système de réglementation et d'examen environnemental rigoureux est en place pour étudier les effets environnementaux et socioéconomiques associés à la mise en valeur dans le bassin de Horn River.

4.2 Programme de consultation

L'Office s'attend à ce que les demandeurs consultent les groupes et les personnes susceptibles d'être touchés par leur projet. Dans le cas de la présente instance, l'Office a décidé d'examiner les renseignements sur la consultation du public et des peuples autochtones dans le contexte de la question 4 de la Liste des questions⁵.

Opinions des parties

Dans sa demande, KM LNG a précisé qu'elle avait mené un programme de consultation exhaustif dans le cadre de l'élaboration des projets visant le terminal et le PPT. Plus particulièrement, en ce qui concerne le terminal, elle a rencontré les dirigeants des entreprises locales et des localités, les pilotes maritimes de la Colombie-Britannique et le conseil du district de Terrace, et elle a tenu des séances portes ouvertes à Kitimat et à Kitamaat Village.

KM LNG a en outre rencontré toutes les personnes qui ont manifesté leur intérêt à l'égard de l'audience sur la licence d'exportation afin de discuter de leurs préoccupations. Deux bulletins communautaires sur le projet ont été distribués et un bureau de projet a été ouvert à Kitimat. KM LNG s'est engagée à maintenir le dialogue avec la Nation Haisla, les Premières Nations côtières et Gitxaala et à entretenir des relations avec d'autres parties intéressées. KM LNG a par ailleurs mis au point un plan en cinq étapes pour consulter les parties intéressées pendant le TERMPOL.

5 Question 4 : L'étude des effets environnementaux éventuels des activités d'exportation proposées et, le cas échéant, des effets sociaux directement liés à ces effets environnementaux, y compris toute incidence sur les intérêts autochtones, tels qu'ils sont décrits au paragraphe 11 de l'ordonnance d'audience.

Les Kitimat Valley Naturalists (naturalistes de la vallée de Kitimat) ont affirmé ne pas avoir été avisés du changement du projet de terminal d'importation pour en faire un terminal d'exportation. KM LNG a répliqué qu'en décembre 2008, le BCEAO avait tenu une période de commentaires publics au sujet de ce changement et que des séances d'information supplémentaires avaient eu lieu dans la collectivité afin d'informer la population du changement. KM LNG ajoutée qu'elle avait par la suite rencontré les Kitimat Valley Naturalists afin de leur transmettre des renseignements supplémentaires sur le projet. KM LNG s'est dite déterminée à faire participer le groupe à toute activité future de planification de projet.

La Nation Haisla a déclaré qu'elle est et continuera d'être une participante essentielle au façonnement de l'avenir du projet de KM LNG. Elle a affirmé avoir participé au processus d'évaluation environnementale du terminal, et s'en est dite satisfaite, avant d'ajouter qu'elle tient à continuer d'être consultée relativement au TERMPOL et d'y participer.

La Première Nation de Fort Nelson s'est dite préoccupée par l'insuffisance des consultations concernant les effets négatifs éventuels de la mise en valeur gazière en amont sur son territoire traditionnel. EOG et Apache ont répondu qu'aucune consultation sur la mise en valeur en amont n'avait eu lieu, pour la principale raison que les demandeurs ne savent pas d'où proviendra le gaz. Les sociétés ont déclaré qu'elles consulteraient les Premières Nations susceptibles d'être touchées une fois déterminés les projets en amont. Elles ont ajouté que ces futures consultations respecteraient tout accord sur le processus de consultation survenu entre la BCOGC et les Premières Nations visées par le Traité n° 8 de même que les plans de consultation de chaque société.

Pour donner suite à la directive de l'Office, KM LNG a fait paraître l'ordonnance d'audience dans divers journaux du pays afin d'aviser tous les Canadiens de la demande et de leur donner la possibilité de participer à l'instance.

Opinion de l'Office

L'Office est convaincu que KM LNG a consulté suffisamment les Canadiens en général et les résidents et groupes autochtones locaux en particulier, au sujet de la licence d'exportation.

L'Office estime que KM LNG s'est montrée réceptive aux parties intéressées par l'instance et que le programme de consultation mené par KM LNG au sujet du terminal, du PPT et du TERMPOL constitue, et continuera de constituer, un forum adéquat pour exprimer des préoccupations et les résoudre.

En ce qui concerne les activités en amont, l'Office est convaincu que KM LNG et ses associés sont déterminés à consulter toutes les Premières Nations des régions où des activités de mise en valeur gazière pourraient être menées.

Chapitre 5

Dispositif

Les chapitres qui précèdent constituent nos motifs de décision relativement à la demande examinée par l'Office au cours de l'instance GH-1-2011.

Pour ces motifs, l'Office :

DÉCIDE de délivrer à KM LNG Operating General Partnership une licence d'exportation de gaz naturel liquéfié, dont les conditions sont décrites à l'annexe II des présentes, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil.



L. Mercier
Membre présidant l'audience



G. A. Habib
Membre



D. Hamilton
Membre

Octobre 2011
Calgary (Alberta)

Annexe I

Liste des questions de l'instance GH-1-2011

1. Application de la méthode de calcul axée sur les conditions du marché (MCACM) pour examiner le bien-fondé de la demande de licence d'exportation de GNL de Kitimat.
2. Les marchés gaziers de l'étranger et la nécessité de fournir des contrats de vente de gaz à l'exportation.
3. L'état des autorisations réglementaires requises pour le terminal de GNL de Kitimat et le pipeline Pacific Trail, et la suffisance des dispositions de transport.
4. L'étude des effets environnementaux éventuels des activités d'exportation proposées et, le cas échéant, des effets sociaux directement liés à ces effets environnementaux, y compris toute incidence sur les intérêts autochtones, tels qu'ils sont décrits au paragraphe 11 de l'ordonnance d'audience.
5. La suffisance de gaz naturel pour assurer la livraison des quantités visées par la licence demandée pendant la durée de cette licence.
6. L'autorisation par l'Office d'omettre la production des renseignements requis à l'article 12 du *Règlement de l'Office national de l'énergie concernant le gaz et le pétrole (partie VI de la Loi)*.
7. Les conditions dont devrait s'assortir toute approbation de licence d'exportation à long terme que l'Office pourrait accorder.
8. La suffisance des dispositions de transport par pipeline et toute incidence sur les installations réglementées de l'Office.
9. L'examen du programme de consultation du public et des peuples autochtones dans le contexte de la question 4.

Annexe II

Conditions de la licence à délivrer pour l'exportation de gaz naturel liquéfié

Généralités

1. Sauf indication contraire de l'Office, KM LNG Operating General Partnership (KM LNG) est tenue de se conformer aux conditions contenues dans la licence.

Durée et conditions de la licence et point d'exportation

2. Sous réserve de la condition 3, la licence entre en vigueur à la date de la première exportation depuis le terminal de liquéfaction exploité par KM LNG, devant être situé à Bish Cove, près du port de Kitimat, en Colombie-Britannique, au Canada (terminal de liquéfaction), et expire 20 ans plus tard.
3. La licence expire le 31 décembre 2019 à moins que les exportations depuis le terminal de liquéfaction n'aient commencé à cette date.
4. La quantité de GNL pouvant être exportée en vertu de la licence :
 - a) ne doit pas dépasser 10 millions de tonnes par année, ce qui équivaut à quelque $13\,300\,000\,10^3\text{m}^3$ (468 Gpi³) de gaz naturel;
 - b) ne doit pas dépasser 200 millions de tonnes pendant toute la durée de la licence, ce qui équivaut à environ $265\,000\,000\,10^3\text{m}^3$ (9 360 Gpi³) de gaz naturel;
 - c) à titre d'écart admissible, peut dépasser la quantité annuelle prévue de 10 % pendant toute période de douze mois consécutifs.
5. Le gaz naturel sera exporté depuis la sortie du terminal de liquéfaction.
6. Après la date de la première exportation KM LNG doit présenter à l'Office des déclarations trimestrielles au plus tard aux dates précisées dans le tableau qui suit tant que la licence est en vigueur. Toutefois, KM LNG peut déposer sa première déclaration à la première date de dépôt prévue trois mois après la date de la première exportation. Dans ce cas, la première déclaration de KM LNG doit comprendre toute l'information voulue de la date de la première exportation jusqu'à la fin du trimestre qui s'applique.

| Date de dépôt | Pour le trimestre précédent |
|---------------|--|
| 31 janvier | Du 1 ^{er} octobre au 31 décembre |
| 30 avril | Du 1 ^{er} janvier au 31 mars |
| 31 juillet | Du 1 ^{er} avril au 30 juin |
| 31 octobre | Du 1 ^{er} juillet au 30 septembre |

7. Chacune des déclarations doit préciser ce qui suit :
 - a) le numéro de la licence d'exportation de gaz;
 - b) le point d'exportation;
 - c) le total volumique, en mètres cubes, du gaz naturel exporté au titre de la licence au cours de la période – KM LNG doit calculer le volume de gaz naturel exporté en convertissant le GNL en gaz naturel équivalent conformément à la façon de procéder prévue à l'article 9 du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les rapports relatifs aux exportations et importations* (Règlement sur les rapports);
 - d) la valeur totale, à la frontière internationale, de tout le gaz naturel exporté au cours de la période – exprimée en dollars canadiens;
 - e) le pouvoir calorifique moyen de tout le gaz naturel exporté au cours de la période – exprimé et calculé conformément à la façon de procéder prévue à l'article 9 du Règlement sur les rapports;
 - f) une ventilation, selon le pays de destination, du volume total de gaz naturel exporté au cours de la période – le pays de destination étant celui indiqué au moment où le GNL est chargé à bord des navires à la sortie du terminal de liquéfaction;
 - g) les nom, numéro de téléphone et adresse de courriel de la personne qui a rédigé la déclaration.
8. KM LNG doit conserver une copie de chaque déclaration présentée à l'Office pendant une période de trois ans calculée à partir de la fin du trimestre auquel la déclaration se rapporte.

Annexe III

Dispositions législatives

Loi sur l'Office national de l'énergie

PARTIE VI
EXPORTATIONS ET IMPORTATIONS
SECTION I
PÉTROLE ETGAZ

Délivrance de licences

- 117.** (1) Sous réserve des règlements, l'Office peut délivrer des licences, aux conditions qu'il fixe, pour l'exportation ou l'importation du pétrole ou du gaz.

Observation

- (2) Constitue une condition de la licence l'observation des dispositions de la présente loi et de ses règlements en vigueur à la date de délivrance et par la suite, ainsi que des ordonnances prises ou rendues sous le régime de la présente loi.

Facteurs à considérer

- 118.** Pour délivrer une licence, l'Office tient compte de tous les facteurs qu'il estime pertinents; il doit notamment :
- a) veiller à ce que la quantité de pétrole ou de gaz à exporter ne dépasse pas l'excédent de la production par rapport aux besoins normalement prévisibles du Canada, eu égard aux perspectives liées aux découvertes de pétrole ou de gaz au Canada;
 - b) [Abrogée, 1990, ch. 7, art. 32]
 - c) tenir compte, dans les cas d'importation, ou d'exportation pour réimportation, du pétrole ou du gaz, de la distribution équitable du pétrole ou du gaz, selon le cas, au Canada.

Règlement de l'Office national de l'énergie concernant le gaz et le pétrole (partie VI de la Loi)

PARTIE II

GAZ

SECTION I

GAZ AUTRES QUE LE PROPANE, LES BUTANES ET L'ÉTHANE

Renseignements à fournir par le demandeur d'une licence d'exportation

- 12.** Le demandeur d'une licence d'exportation de gaz fournit à l'Office les renseignements nécessaires pour lui permettre de prendre une décision, notamment, sauf autorisation contraire de l'Office :
- a) les conditions qu'il souhaite pour la licence, y compris :
 - (i) la durée de validité de la licence,
 - (ii) les quantités journalière, annuelle et globale maximales de gaz qu'il projette d'exporter,
 - (iii) le cas échéant, les écarts admissibles nécessaires en prévision de conditions opérationnelles temporaires,
 - (iv) les points d'exportation de gaz du Canada;
 - b) des renseignements sur son approvisionnement en gaz à l'appui de l'exportation proposée, soit affecté par contrat soit non affecté, y compris :
 - (i) un sommaire des quantités de gaz visées par contrat d'approvisionnement conclu par le demandeur ou lui appartenant, y compris les volumes journaliers et annuels, les réserves et la date d'expiration de chaque contrat en question,
 - (ii) une copie de chaque contrat pro forma pour chaque type de contrat d'achat de gaz;
 - c) des renseignements sur son marché de gaz, y compris :
 - (i) des précisions sur sa vente de gaz à l'exportation, notamment :
 - (A) une copie de chaque contrat de vente à l'exportation pour l'exportation proposée,
 - (B) un résumé détaillé des modalités de chaque contrat en question qui comprend les renseignements exigés à l'annexe I, présentés dans une forme similaire à celle-ci,
 - (C) le nom de la personne pouvant répondre à d'éventuelles questions sur tout contrat de ce genre,
 - (ii) une description du marché d'exportation qui sera desservi par l'exportation proposée;
 - d) si le gaz qu'il projette d'exporter provient d'une source d'approvisionnement autre qu'un gisement, un champ ou un secteur affecté par contrat, un bilan global et un bilan annuel de l'approvisionnement visant les réserves à l'appui de la demande pour la durée de l'exportation proposée, qui donne les engagements contractuels fermes étayés par ces réserves;

- e) des précisions sur les arrangements de transport propres à l'exportation proposée, y compris :
 - (i) le détail de toutes les ententes contractuelles concernant l'acheminement de gaz à l'intérieur et à l'extérieur du Canada, ainsi que des précisions sur l'état de ces ententes,
 - (ii) une copie de chaque contrat de transport concernant l'acheminement de gaz au Canada,
 - (iii) une description des installations existantes ou projetées de collecte, de stockage et de transport, et de toutes nouvelles installations autres que des installations de collecte, de stockage et de transport, qui sont nécessaires pour l'acheminement du gaz au marché, qu'elles se trouvent au Canada ou à l'étranger,

- f) des renseignements sur les incidences environnementales éventuelles des exportations proposées et les répercussions sociales directement liées à ces incidences;

- g) une évaluation de l'incidence des exportations proposées sur les marchés de l'énergie et du gaz naturel au Canada, visant à établir si les Canadiens peuvent avoir de la difficulté à satisfaire leurs besoins en énergie à un prix équitable;

- h) une copie de chaque approbation ou autorisation émanant des gouvernements fédéral, d'une province ou d'un État qui porte sur les éléments suivants, ou des précisions sur l'état de cette approbation ou autorisation :
 - (i) l'enlèvement de gaz d'une province,
 - (ii) l'importation de gaz dans le pays de destination,
 - (iii) les services de transport,
 - (iv) les tarifs et les droits,
 - (v) les installations,
 - (vi) les examens environnementaux,
 - (vii) les ententes contractuelles nécessaires pour l'exportation de gaz;

- i) un rapport sur l'état des ententes contractuelles et des approbations et autorisations réglementaires, conforme en substance au modèle figurant à l'annexe II.

Règlement de l'Office national de l'énergie sur les rapports relatifs aux exportations et importations

Conservation des déclarations

3. La personne qui présente à l'Office la déclaration exigée par le présent règlement doit en conserver une copie pour une période de trois ans suivant le mois auquel la déclaration se rapporte.

Gaz

4. Sous réserve des articles 5 et 6, tout titulaire d'une licence ou d'une ordonnance autorisant l'exportation, l'importation, l'exportation en vue de l'importation subséquente ou l'importation en vue de l'exportation subséquente de gaz doit présenter à l'Office, au plus tard le dernier jour de chaque mois, une déclaration visant le mois précédent qui contient les renseignements suivants relatifs à chaque point d'exportation ou d'importation pour chaque licence ou ordonnance :
- a) le numéro de la licence ou de l'ordonnance;
 - b) la quantité totale exportée ou importée;
 - c) la plus grande quantité journalière exportée ou importée durant le mois;
 - d) le pouvoir calorifique moyen du gaz exporté ou importé;
 - e) la valeur ou le prix, à la frontière internationale, du gaz exporté ou importé, en devises canadiennes;
 - f) le nom du client à l'exportation du gaz exporté ou le nom du vendeur du gaz importé;
 - g) la province productrice dans le cas de tout gaz exporté et le pays et l'État producteurs dans le cas de tout gaz importé;
 - h) les coûts de transport liés au gaz exporté;
 - i) la nature des exportations ou importations de gaz, c'est-à-dire garanties ou interruptibles;
 - j) la zone géographique vers laquelle le gaz a été exporté dans le pays de destination ou celle vers laquelle le gaz a été importé au Canada;
 - k) les nom et numéro de téléphone de la personne qui a rédigé la déclaration.

Unités de mesure

9. (1) Pour l'application du présent règlement, le gaz est mesuré en unités de mesure conformes à la *Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz* et :
- a) la mesure volumétrique du gaz est exprimée en nombre de mètres cubes que le gaz occuperait dans des conditions normales, c'est-à-dire à une température de 15 °C et une pression absolue de 101,325 kPa;
 - b) la mesure thermique du gaz est exprimée en nombre de joules sur une base sèche lorsque le gaz sec a une teneur en humidité de moins de 110 mg/m³.

- (2) Lorsque la mesure volumétrique du gaz s'effectue dans des conditions de température et de pression différentes des conditions normales prévues à l'alinéa (1)a), le volume obtenu est converti à l'équivalent dans les conditions normales, conformément à la théorie des gaz parfaits, et est corrigé conformément au paragraphe (3) pour tenir compte de tout écart par rapport à cette théorie qui est supérieur à un pour cent.
- (3) La correction de l'écart par rapport à la théorie des gaz parfaits se fait selon les tables publiées dans le rapport n° 3 de l'American Gas Association intitulé *Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids*, avec ses modifications successives.
- (4) Malgré les paragraphes (1) à (3), le propane, les butanes et l'éthane peuvent être mesurés sous forme liquide, auquel cas leur mesure volumétrique est établie en mètres cubes.