



Office national de l'énergie

Motifs de décision

Relativement à

**BP Resources Canada Limited
Kamine Beaver Falls Cogen Co., Inc., à titre
d'associé gérant de la Kamine/ Besicorp
Beaver Falls L.P.
Kamine Syracuse Cogen Co., Inc., à titre
d'associé gérant de la Kamine/ Besicorp
Syracuse L.P.
Western Gas Marketing Limited**

Demandes de licences d'exportation de gaz naturel déposées conformément à la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

Et relativement à

**FSC Resources Limited, Saranac Power
Partners, L.P. et Shell Canada Limitée**

Demande déposée aux termes des parties I et VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* en vue d'obtenir le transfert d'une licence d'exportation de gaz naturel, sinon l'octroi d'une nouvelle licence d'exportation.

GH-5-92

Décembre 1992

© Ministre des Approvisionnements et services,
Canada 1993

Cat. N° NE22-1/1992-18F
ISBN 0-662-98015-8

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du:

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

En personne, au bureau de l'Office:

Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Minister of Supply and Services Canada 1993

No. de cat. NE22-1/1992-18E
ISBN 0-662-20247-3

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

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

For pick-up at the NEB office:

Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Liste des tableaux	(v)
Liste des figures	(v)
Liste des annexes	(v)
Abréviations	(vi)
Exposé et comparutions	(x)
1. Demandes de licences d'exportation de gaz naturel	1
1.1 Les demandes	1
1.2 Méthode d'examen axée sur les conditions du marché	2
1.2.1 Procédure de plainte	3
1.2.2 Évaluation des incidences des exportations	3
1.2.3 Autres facteurs touchant l'intérêt public	3
1.2.3.1 Approvisionnement en gaz	4
1.2.3.2 Marché, ententes commerciales et autorisations officielles	5
1.3 Clauses de temporisation	6
1.4 Examen environnemental	6
2. BP Resources Canada Limited	8
2.1 Résumé de la demande	8
2.2 Approvisionnement en gaz	9
2.2.1 Contrats d'approvisionnement	9
2.2.2 Réserves	9
2.2.3 Capacité de production	10
2.3 Marché, ententes commerciales et autorisations officielles	11
2.3.1 Marché	11
2.3.2 Transport	11
2.3.3 Contrat de vente de gaz	12
2.3.4 Entente d'achat d'électricité	12
2.3.5 Entente de vente d'énergie thermique	13
2.3.6 Autorisations officielles	13
2.4 Opinion de l'Office	13
2.5 Décision	15
3. FSC Resources Limited, Saranac Power Partners, L.P. et Shell Canada Limitée	16
3.1 Résumé de la demande	16
3.2 Approvisionnement en gaz	17
3.2.1 Contrats d'approvisionnement	17
3.2.2 Réserves	17

3.2.3	Capacité de production	19
3.3	Marché, ententes commerciales et autorisations officielles	19
3.3.1	Marché	19
3.3.2	Transport	20
3.3.3	Contrat de vente	20
3.3.4	Entente d'achat d'électricité	21
3.3.5	Entente de vente d'énergie thermique	21
3.3.6	Autorisations officielles	22
3.4	Opinion de l'Office	22
3.5	Décision	23
4.	Kamine Beaver Falls Cogen Co., Inc., à titre d'associé gérant de la Kamine/Besicorp Beaver Falls L.P	24
4.1	Résumé de la demande	24
4.2	Approvisionnement en gaz	25
4.2.1	Contrats d'approvisionnement	25
4.2.2	Réserves	25
4.2.3	Capacité de production	27
4.3	Marché, ententes commerciales et autorisations officielles	27
4.3.1	Marché	27
4.3.2	Transport	28
4.3.3	Contrat de vente de gaz	28
4.3.4	Entente d'achat d'électricité	29
4.3.5	Entente de vente d'énergie thermique	30
4.3.6	Autorisations officielles	30
4.4	Opinion de l'Office	30
4.5	Décision	31
5.	Kamine Syracuse Cogen Co., Inc., à titre d'associé gérant de la Kamine/Besicorp Syracuse L.P	32
5.1	Résumé de la demande	32
5.2	Approvisionnement en gaz	33
5.3	Marché, ententes commerciales et autorisations officielles	33
5.3.1	Marché	33
5.3.2	Transport	33
5.3.3	Contrat de vente de gaz	34
5.3.4	Entente d'achat d'électricité	35
5.3.5	Entente de vente d'énergie thermique	35
5.3.6	Autorisations officielles	35
5.4	Opinion de l'Office	35
5.5	Décision	37
6.	Western Gas Marketing Limited Exportation de gaz destiné à la Hadson Power Partners of Rensselaer	38
6.1	Résumé de la demande	38
6.2	Approvisionnement en gaz	39
6.2.1	Contrats d'approvisionnement et réserves	39
6.2.2	Capacité de production	39

6.3	Marché, ententes commerciales et autorisations officielles	40
6.3.1	Marché	40
6.3.2	Transport	40
6.3.3.	Contrat de vente de gaz	41
6.3.4	Entente d'achat d'électricité	42
6.3.5	Entente de vente d'énergie thermique	43
6.3.6	Autorisations officielles	43
6.4	Opinion de l'Office	43
6.5	Décision	44
7.	Western Gas Marketing Limited Exportation de gaz destiné à la Michigan Consolidated Gas Company	45
7.1	Résumé de la demande	45
7.2	Approvisionnement en gaz	45
7.3	Marché, ententes commerciales et autorisations officielles	45
7.3.1	Marché	45
7.3.2	Transport	46
7.3.3	Contrat de vente de gaz	46
7.3.4	Autorisations officielles	47
7.4	Opinion de l'Office	47
7.5	Décision	48
8.	Western Gas Marketing Limited Exportation de gaz destiné à la Natural Gas Pipeline Company of America	49
8.1	Résumé de la demande	49
8.2	Approvisionnement en gaz	49
8.3	Marché, ententes commerciales et autorisations officielles	49
8.3.1	Marché	49
8.3.2	Transport	50
8.3.3	Contrat de vente de gaz	51
8.3.4	Autorisations officielles	52
8.4	Opinion de l'Office	52
8.5	Décision	53
9.	Dispositif	54

Liste des tableaux

1-1	Résumé des licences demandées	2
2-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies et du potentiel net de BP avec le volume demandé	9
3-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Shell avec le volume demandé	18
4-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Kamine avec la somme des volumes demandés	26

Liste des figures

2-1	Comparaisons des estimations de BP et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle	11
3-1	Comparaison des estimations de Shell et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle	19
4-1	Comparaison des estimations de Kamine et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle	27

Liste des annexes

I	Modalités des licences qui seront délivrées	55
---	---	----

Abréviations

10^6 Btu	Million de thermies britanniques
10^6 pi ³	Million de pieds cubes
10	

Ententes	Les deux ententes d'achat de gaz naturel conclues entre Kamine et NCM
É.-U.	États-Unis d'Amérique
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
FSC	FSC Resources Limited
FSRG	Frais de stockage de réserves de gaz
GH-1-92	Ordonnance d'audience GH-1-92 concernant diverses demandes de licences d'exportation de gaz naturel; Motifs de décision en date d'octobre 1992.
GH-3-91	Ordonnance d'audience GH-3-91 concernant diverses demandes de licences d'exportation de gaz naturel; Motifs de décision en date d'octobre 1991.
GH-5-89	Ordonnance d'audience GH-5-89 portant sur la demande de TransCanada concernant ses installations de 1991 et 1992, et sur diverses demandes en vue de l'octroi de licences d'exportation de gaz naturel; Motifs de décision en date d'avril 1991.
GH-6-89	Ordonnance d'audience GH-6-89 concernant diverses demandes de licences d'exportation de gaz naturel; Motifs de décision en date de juillet 1990.
GHR-1-92	Ordonnance d'audience GHR-1-92 concernant le réexamen de la demande de TransCanada relative au prolongement Blackhorse; Motifs de décision en date de juin 1992.
GJ	Gigajoule(s)
GLGT	Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership
G-P	Georgia-Pacific Corporation
Hadson	Hadson Power Partners of Rensselaer
IA	Installation admissible de cogénération
Inside F.E.R.C.	<i>Inside F.E.R.C.'s Gas Market Report</i>
Iroquois	Iroquois Gas Transmission System, L.P.
Kamine	Kamine Beaver Falls et Kamine Syracuse

Kamine Beaver Falls	Kamine Beaver Falls Cogen Co., Inc., à titre d'associé gérant de la Kamine/Besicorp Beaver Falls L.P.
Kamine Natural Dam	Kamine Natural Dam Cogen Co., inc., à titre d'associé gérant de la Kamine/Besicorp Natural Dam L.P.
Kamine Syracuse	Kamine Syracuse Cogen Co., Inc., à titre d'associé gérant de la Kamine/Besicorp Syracuse L.P.
kWh	Kilowattheure (1 000 wattheures)
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
MichCon	Michigan Consolidated Gas Company
MW	Mégawatt (1 000 kilowatts)
MWh	Mégawattheures (1 000 kWh)
National Fuel	National Fuel Gas Supply Corporation
NCM	North Canadian Marketing Inc.
NCO	North Canadian Oils Limited
NGPL	Natural Gas Pipeline Company of America
Niagara Mohawk	Niagara Mohawk Power Corporation
North Country	North Country Gas Pipeline Corporation
NOVA	NOVA Corporation of Alberta
NYPA	New York Power Authority
NYPSC	New York State Public Service Commission
NYSEG	New York State Electric & Gas Corporation
NYSF	New York State Fair
OCRÉA	Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta
Office	Office national de l'énergie
ONE	Office national de l'énergie

Puget	Puget Sound Power & Light Company
PURPA	Public Utility Regulatory Policies Act (États-Unis)
QAM	Quantité annuelle minimale
QCA	Quantité contractuelle annuelle
QCJ	Quantité contractuelle journalière
QJM	Quantité journalière maximale
Règlement de la partie VI	Règlement de la partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie
RR/P	Ratio des réserves restantes par rapport à la production
Saranac	Saranac Power Partners, L.P.
SDL	Société de distribution locale
SEM	Saskatchewan Energy and Mines
SG	Service garanti
Shell	Shell Canada Limitée
SPI	Specialty Paperboard Inc.
St. Lawrence Gas	St. Lawrence Gas Company Inc.
Tenaska	Tenaska Gas Co.
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
TransGas	TransGas Limited
TWP	Tenaska Washington Partners, L.P.
Westcoast	Westcoast Energy Inc.
Western Gas	Western Gas Marketing Limited

Exposé et comparutions

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

PAR SUITE DES demandes déposées par :

BP Resources Canada Limited; Kamine Beaver Falls Cogen Co., Inc., à titre d'associé gérant de la Kamine/Besicorp Beaver Falls L.P.; Kamine Syracuse Cogen Co., Inc., à titre d'associé gérant de la Kamine/Besicorp Syracuse L.P.; et Western Gas Marketing Limited

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

PAR SUITE d'une demande déposée par :

FSC Resources Limited, Saranac Power Partners, L.P. et Shell Canada Limitée

en vue d'obtenir le transfert d'une licence d'exportation de gaz naturel déjà en vigueur, sinon l'octroi d'une nouvelle licence d'exportation, conformément aux parties I et VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*;

CONFORMÉMENT à l'ordonnance d'audience GH-5-92;

ENTENDUE À Calgary (Alberta), les 25 et 26 août 1992.

DEVANT:

R. Illing	Président de l'audience
A.B. Gilmour	Membre
C. Bélanger	Membre

COMPARUTIONS:

D.A. Holgate	BP Resources Canada Limited
S.H. Lockwood	FSC Resources Limited, Saranac Power
E.S. Decter	Partners, L.P. et Shell Canada Limitée
D.A. Holgate	Kamine Beavers Falls Cogen Co., Inc., à titre d'associé gérant de la Kamine/Besicorp Beaver Falls L.P.
D.A. Holgate	Kamine Syracuse Cogen Co., Inc., à titre d'associé gérant de la Kamine/Besicorp Syracuse L.P.

M.J. Samuel	Western Gas Marketing Limited
L. Keough	North Canadian Oils Limited
R.B. Hillary	Paramount Resources Limited
E.P. Varga	TransCanada PipeLines Limited
W.M. Moreland	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
M.A. Fowke	Office national de l'énergie
L.A. Boychuk	

Chapitre 1

PARTIE VI - Demandes de licences d'exportation de gaz naturel

1.1 Les demandes

Au cours de l'audience GH-5-92, l'Office national de l'énergie («l'Office» ou «l'ONÉ») a étudié six demandes de licences d'exportation de gaz naturel et une demande visant à obtenir soit le transfert d'une licence d'exportation de gaz déjà en vigueur, soit l'octroi d'une nouvelle licence d'exportation. Ces demandes ont été déposées par les sociétés suivantes :

1. BP Resources Canada Limited («BP»);
2. FSC Resources Limited («FSC»), Saranac Power Partners, L.P. («Saranac») et Shell Canada Limitée («Shell»), pour le transfert de la licence GL-138 ou bien l'octroi d'une nouvelle licence d'exportation de gaz naturel;
3. Kamine Beaver Falls Cogen Co., Inc., à titre d'associé gérant de la Kamine/Besicorp Beaver Falls L.P. («Kamine Beaver Falls»);
4. Kamine Syracuse Cogen Co., Inc., à titre d'associé gérant de la Kamine/Besicorp Syracuse L.P. («Kamine Syracuse»);
5. Western Gas Marketing Limited («Western Gas»), pour l'exportation de gaz destiné à la Hadson Power Partners of Rensselaer («Hadson»);
6. Western Gas, pour l'exportation de gaz destiné à la Michigan Consolidated Gas Company («MichCon»);
7. Western Gas, pour l'exportation de gaz destiné à la Natural Gas Pipeline Company of America («NGPL»).

Le tableau 1-1 résume toutes les demandes de licence d'exportation examinées au cours de l'audience GH-5-92.

Tableau 1-1
Résumé des licences demandées
GH-5-92

Demande	Acheteur (Type de marché)	Durée	Point d'exportation	<u>Quantités maximales demandées</u>		
				Journalière 10 ⁶ m ³ (10 ⁶ pi ³)	Annuelle 10 ⁶ m ³ (10 ⁶ pi ³)	Globale 10 ⁶ m ³ (10 ⁶ pi ³)
1. BP	Tenaska (centrale cogén.)	1 ^{er} oct. 1993 au 31 déc. 2011 (ou 17 ans)	Huntingdon (Colombie-Britannique)	504,1 (17,8)	184,0 (6,5)	3 128,0 (110,4)
2. FSC/Saranac/ Shell	Saranac (centrale cogén.)	15 ans après 1 ^{ère} livraison	Napierville (Québec)	1 445,0 (51,0)	529,0 (18,7)	7 125,0 (251,5)
3. Kamine Beaver Falls	Kamine (centrale cogén.)	1 ^{er} nov. 1993 au 31 oct. 2008	Iroquois (Ontario)	456,1 (16,1)	167,1 (5,9)	2 494,9 (88,1)
4. Kamine Syracuse	Kamine (centrale cogén.)	1 ^{er} nov. 1993 au 31 oct. 2008	Chippawa (Ontario)	461,7 (16,3)	168,5 (5,9)	2 506,8 (88,5)
5. Western Gas	Hadson (Centrale cogén.)	15 ans après 1 ^{ère} livraison	Niagara Falls (Ontario)	509,9 (18,0)	186,6 (6,6)	2 800,0 (98,8)
6. Western Gas	MichCon (approv. réseau)	1 ^{er} juin 1992 au 31 oct. 1996	Emerson (Manitoba)	906,5 (32,0)	331,8 (11,7)	1 466,0 (51,7)
7. Western Gas	NGPL (approv. réseau)	1 ^{er} juin 1992 au 31 oct. 2000	Emerson (Manitoba)	4 853,0 (171,3)	1 776,0 (62,7)	14 930,0 (527,0)

1.2 Méthode d'examen axée sur les conditions du marché

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

Conformément aux dispositions de l'article 118 de la Loi, l'Office examine les demandes au regard des conditions du marché. Après la délivrance de l'ordonnance d'audience GH-5-92, l'Office a publié les Motifs de décision GHW- 1-91, en date de mai 1992, intitulés *Modifications proposées à l'application de la méthode de calcul axée sur les conditions du marché*. Dans une lettre datée du 24 juillet 1992, l'Office a avisé les parties à l'audience GH-5-92 qu'il adopterait, pour les fins de cette instance, la méthode d'examen publiée en mai 1992. Voici une description générale de la méthode, qui vaut pour toutes les demandes de licence d'exportation entendues durant l'audience GH-5-92.

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

- les plaintes déposées conformément à la procédure de plainte, le cas échéant;

- l'évaluation des incidences des exportations (ÉIE);
- tout autre facteur qu'il juge pertinent pour établir si la demande est conforme à l'intérêt public.

1.2.1 Procédure de plainte

Toute demande de licence d'exportation déposée auprès de l'Office peut être examinée par les parties intéressées. Les acheteurs canadiens de gaz naturel ont le droit de s'opposer au projet d'exportation en déposant une plainte, s'ils estiment ne pas pouvoir se procurer du gaz à des conditions semblables à celles que prévoient les contrats de vente à l'exportation dont il est question. Aucune plainte n'a été déposée relativement aux demandes de licences d'exportation étudiées dans le cadre de l'audience GH-5-92.

1.2.2 Évaluation des incidences des exportations

L'ÉIE a pour objet d'aider l'Office à déterminer si les exportations proposées risquent d'empêcher les Canadiens de satisfaire leurs futurs besoins énergétiques, au juste prix du marché. Lorsqu'on a d'abord instauré la méthode d'examen axée sur les conditions du marché, chaque demandeur de licence d'exportation devait déposer une évaluation des incidences des exportations prévues sur le plan de l'offre et de la demande de gaz naturel au pays, des prix du gaz et de la capacité du marché énergétique canadien de s'adapter facilement aux changements entraînés par le projet. Après avoir réexaminé les exigences relatives à l'ÉIE à l'automne de 1989, l'Office a décidé de conserver le volet ÉIE de sa méthode d'examen axée sur les conditions du marché, mais de mener lui-même une évaluation non rattachée à un projet précis. Ainsi, les demandeurs ont aujourd'hui le choix d'effectuer leur propre évaluation ou de s'appuyer sur l'évaluation la plus récente de l'Office afin d'établir si les exportations qu'ils proposent risquent d'entraîner des problèmes d'adaptation sur le marché énergétique canadien.

Tous les demandeurs visés par l'instance ont opté pour l'ÉIE effectuée par l'Office.

À la lumière de son ÉIE, l'Office estime que les exportations proposées auraient peu d'incidence sur la production, la consommation et le prix du gaz au Canada, et qu'elles n'empêcheraient pas les utilisateurs canadiens de faire face à leurs futurs besoins énergétiques. L'Office est aussi d'avis que les acheteurs canadiens de gaz naturel n'auraient pas de réelles difficultés à s'adapter aux fluctuations du marché pouvant résulter de l'approbation des exportations projetées.

1.2.3 Autres facteurs touchant l'intérêt public

L'Office a recours à la procédure de plainte et à l'ÉIE pour vérifier si les volumes de gaz proposés pour l'exportation sont vraiment excédentaires, mais, comme l'exige l'article 118 de la Loi, il examine aussi tout autre facteur qu'il juge pertinent pour déterminer si le projet d'exportation est conforme à l'intérêt public. En règle générale, ces facteurs se répartissent en deux catégories :

a) l'approvisionnement en gaz et b) le marché, les ententes commerciales et les autorisations officielles. Cette liste de facteurs n'est pas exhaustive et n'est fournie qu'à titre indicatif. Cependant, l'Office s'appuie fortement sur l'information que les demandeurs de licence lui soumettent en application du *Règlement de la partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie* («Règlement de la

partie VI»). Cette information lui sert à déterminer si le projet d'exportation est conforme à l'intérêt public. En effet, il incombe au demandeur de déposer toute documentation nécessaire pour démontrer à l'Office le bien-fondé de son projet et lui prouver qu'il est suffisamment avancé pour justifier la délivrance d'une licence.

1.2.3.1 Approvisionnement en gaz

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

Au moment de rendre sa décision dans l'instance GHW-1-91, l'Office a confirmé qu'il attache une grande importance à l'examen détaillé des arrangements pris au chapitre de l'approvisionnement lorsqu'il s'agit de déterminer si un projet d'exportation est conforme à l'intérêt national.

Ordinairement, l'Office s'attend que le demandeur prouve que ses réserves établies sont égales ou supérieures à la quantité de gaz qu'il désire exporter et que sa capacité de production est suffisante pour fournir les exportations annuelles prévues pendant la majeure partie de la licence demandée. Toutefois, comme par le passé, l'Office continuera de faire preuve de souplesse dans l'évaluation des approvisionnements appuyant un projet donné.

Le demandeur fournit une estimation des réserves établies restantes dans les gisements où il compte puiser le gaz nécessaire à son projet. Pour sa part, l'Office effectue des analyses géologiques et techniques de l'approvisionnement en gaz du demandeur, afin de faire sa propre estimation des réserves commercialisables dont ce dernier dispose.

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

L'estimation des réserves effectuée par l'Office de même que les données sur la productibilité de base de chacun des réservoirs pour lesquels une estimation des réserves a été soumise, servent à établir des prévisions de la capacité de production. Ces dernières sont généralement rajustées pour tenir compte des besoins prévus du demandeur. La capacité de production rajustée correspond à la capacité de production estimative à un moment donné, majorée de tout excédent antérieur de la capacité de production par rapport à la production réelle, lequel excédent pourra faire l'objet d'une utilisation future. Les besoins pris en compte dans les chiffres sur la capacité de production sont établis en fonction d'un taux d'enlèvement de 100 % des volumes convenus et peuvent donc être légèrement supérieurs aux besoins d'approvisionnement réels du demandeur. Si l'on prévoyait un taux d'enlèvement inférieur, la capacité de production se maintiendrait au delà de la période indiquée par l'analyse de l'Office.

1.2.3.2 Marché, ententes commerciales et autorisations officielles

Pour mieux déterminer si les exportations proposées sont conformes à l'intérêt public, l'Office examine le contexte dans lequel s'inscrit le projet, notamment le marché, les ententes commerciales et les autorisations officielles. Les demandes traitées au cours de l'audience GH-5-92 portaient sur la vente de gaz à deux genres de marchés d'utilisation ultime : les réseaux et les installations de cogénération. Voici les points sur lesquels l'Office s'est penché, pour chacun de ces marchés :

- pour les exportations destinées à approvisionner des réseaux, l'Office a pris en considération les besoins actuels et prévus de l'acheteur et son portefeuille global d'approvisionnement, afin de déterminer la nécessité de s'approvisionner en gaz naturel canadien et la place que celui-ci occupe au sein du portefeuille;
- pour les exportations destinées à une installation de cogénération, c'est-à-dire à une centrale qui produit de l'électricité et de l'énergie thermique à des fins commerciales ou industrielles, l'Office a examiné l'ensemble des contrats en cause, du le contrat de vente de gaz naturel aux contrats de vente d'électricité et d'énergie thermique. Il a par ailleurs étudié le financement du projet, l'échéancier des travaux de construction et l'accréditation à titre d'installation admissible de cogénération («IA») en vertu de la Public Utility Regulatory Policies Act («PURPA») de la Federal Energy Regulatory Commission («FERC») des États-Unis d'Amérique («É.-U.»).

Pour chaque type de marché ultime, l'Office a notamment pris en considération les débits auxquels on prévoit acheminer les volumes à exporter ainsi que l'obtention des autorisations officielles applicables au Canada et aux États-Unis.

En ce qui concerne les arrangements commerciaux, l'Office a examiné l'information que chaque demandeur était tenu de fournir en vertu du *Règlement de la partie VI de la Loi* et en réponse aux demandes de renseignements faites par l'Office au cours de l'audience. Cette information portait sur ce qui suit :

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

Au cours de son examen des contrats de vente de gaz intervenus entre les vendeurs canadiens et les acheteurs américains, l'Office a déterminé si les contrats :

- permettront vraisemblablement de recouvrer les frais de transport connexes au Canada, à la fois provinciaux et interprovinciaux;
- prévoient d'éventuels rajustements pour tenir compte de l'évolution du marché pendant leur durée prévue;
- sont susceptibles de durer;
- assurent la prise probable des volumes convenus;
- reçoivent l'appui des producteurs canadiens qui fourniront le gaz à exporter;
- sont en rapport avec la durée de la licence demandée.

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

1.3 Clauses de temporisation

Lorsque l'Office délivre une licence d'exportation de gaz, il fixe généralement un délai initial assez bref au cours duquel l'exportation de gaz doit commencer pour que la licence prenne effet pour toute la période approuvée par l'Office. Cette modalité est appelée clause de temporisation, étant donné que la licence prendrait fin si les exportations ne commençaient pas dans le délai prescrit. L'insertion d'une clause de temporisation a pour objet de limiter les licences en cours à celles aux termes desquelles l'acheminement du gaz commence dans un délai raisonnable après la décision. L'Office a consulté chacun des demandeurs pour savoir s'ils acceptaient qu'une clause de temporisation soit incorporée à leur licence et, dans tous les cas, les demandeurs ont signifié leur accord.

1.4 Examen environnemental

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

L'Office a donc procédé à un examen environnemental, conformément à l'ordonnance d'audience GH-5-92 et au Décret sur le PEÉE, au cours duquel il a étudié les mémoires de chaque demandeur.

Le 9 juillet 1991, la Cour d'appel fédérale a rendu son jugement dans l'affaire *Le Procureur général du Québec c. l'Office national de l'énergie* (1991) 3 C.F. («décision Hydro-Québec»). La Cour a statué que la compétence de l'Office en matière d'exportation (l'exportation d'électricité, dans ce cas)

s'étendait pas aux installations de production du produit à exporter. Au nom de la Cour, le juge Marceau a formulé l'opinion suivante (à la page 450):¹

«Les facteurs qui peuvent être pertinents dans l'examen d'une demande d'autorisation d'exporter de l'électricité et les conditions auxquelles l'Office peut assujettir son autorisation ne peuvent évidemment se rapporter à autre chose qu'à l'exportation de l'électricité».

De l'avis de l'Office, la décision rendue dans l'affaire Hydro-Québec s'applique autant à la réglementation des exportations de gaz qu'à celle des exportations d'électricité.

Chaque demandeur a déposé auprès de l'Office des mémoires concernant les effets environnementaux possibles, et les conséquences sociales directement reliées à ces derniers, que pourrait entraîner l'exportation de gaz du Canada. Les mémoires soumis ont été signifiés à toutes les parties intéressées.

L'Office, au moyen d'un examen environnemental mené conformément au Décret sur le PEÉE, a établi que les trois demandes de Western Gas sont visées par la Note 3 de la Liste d'exclusion automatique du Décret sur le PEÉE (puisqu'elles ne nécessitent pas la construction d'installations pipelinières) et qu'elles n'ont donc plus besoin d'être examinées. Pour ce qui est des autres demandes, l'Office a terminé son examen environnemental et a déterminé que la délivrance de licences d'exportation de gaz aux demandeurs ne risque pas d'avoir un effet néfaste sur l'environnement.

1

Le 11 juin 1992, le Grand Conseil des Cris du Québec a été autorisé par la Cour suprême du Canada à interjeter appel de la décision dans l'affaire d'Hydro-Québec.

Chapitre 2

BP Resources Canada Limited

2.1 Résumé de la demande

Le 1^{er} avril 1992, la BP Resources Canada Limited a déposé, conformément à la partie VI de la Loi, une demande en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel dont les modalités sont les suivantes :

Période	-	À compter du 1 ^{er} octobre 1993, ou dès que les installations pipelinières seront disponibles et que la centrale de cogénération sera complètement opérationnelle, pour une période de 17 ans ou jusqu'au 31 décembre 2011, selon l'échéance qui surviendra la première.
Point d'exportation	-	Huntingdon (Colombie-Britannique)
Quantité journalière maximale	-	504,14 x 10 ³ m ³ (17,8 x 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	184 x 10 ⁶ m ³ (6,5 x 10 ⁹ pi ³)
Quantité globale maximale	-	3 128 x 10 ⁶ m ³ (110.4 x 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année. - Rajustements dus aux fluctuations par rapport au facteur de conversion thermique de 38,62 MJ/m ³ établi à Huntingdon (C.-B.).

BP a également demandé que l'échéance du 29 janvier 1996 soit indiquée comme date limitative dans la clause de temporisation de sa licence d'exportation. Cette date coïncide avec l'expiration du délai supplémentaire prévu dans le contrat de vente de gaz, lequel permet que la mise en exploitation commerciale de la centrale survienne jusqu'à 90 jours après le 31 octobre 1995.

Le gaz destiné à l'exportation proviendrait de gisements situés en Colombie-Britannique. Il serait acheminé par le réseau de la Westcoast Energy Inc. («Westcoast») jusqu'à la frontière internationale près de Huntingdon (Colombie-Britannique). De là, il serait livré par la Cascade Natural Gas Corporation («Cascade») à une centrale de cogénération au gaz naturel située près de Ferndale (Washington), dont la Tenaska Washington Partners, L.P. («TWP») serait à la fois propriétaire et exploitant.

2.2 Approvisionnement en gaz

2.2.1 Contrats d'approvisionnement

BP n'avait pas à passer des contrats d'approvisionnement avec d'autres fournisseurs puisqu'elle compte puiser à même ses propres réserves situées en Colombie-Britannique tout le gaz nécessaire au projet d'exportation. À l'heure actuelle, les réserves de BP se composent de six puits dans la région de Monkman Pass. L'Office constate que l'entente d'achat de gaz intervenue entre BP, TWP et la Tenaska Gas Co. («Tenaska»), qui collecte le gaz naturel pour le compte de TWP, s'appuie sur une garantie d'approvisionnement de la société. Selon cette garantie, BP peut puiser dans toutes ses ressources non réservées les quantités de gaz qu'elle s'est engagée à exporter. Si BP ne parvient pas à respecter ses engagements, elle doit rembourser à Tenaska tous les frais supplémentaires occasionnés par l'obtention de combustibles de remplacement.

2.2.2 Réserves

L'on voit au tableau 2-1 que l'estimation faite par l'Office des réserves établies de BP est de 32 % supérieure au volume prévu dans la demande de licence. S'il était également tenu compte du niveau de production prévu d'ici au 1^{er} novembre 1993, l'estimation de l'Office serait alors de 13 % supérieure au volume en cause.

Tableau 2-1
Comparaison des estimations des réserves de gaz établies et du potentiel net de BP avec le volume demandé
 10^6 m^3 (10^9 m^3)

	BP	ONÉ	Volume demandé
Réserves établies	3 380 (120) ¹	4 129 (146) ²	
Potentiel net	<u>2 761 (98)³</u>	<u>4 129 (146)</u>	<u>3 128 (110)</u>
Total	6 141 (218)	4 129 (146)	3 128 (110)

1 Au 1^{er} novembre 1993. Cette estimation comprend les réserves établies des puits a-39F, c-62-D, c-88-H et c-59-E.

2 Au 31 décembre 1991. L'estimation par l'Office des réserves établies restantes serait d'environ $582 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($20 \times 10^9 \text{ pi}^3$) de moins s'il était tenu compte de la production estimative pour la période comprise entre le 1^{er} janvier 1992 et le 1^{er} novembre 1993.

3 Représente ce que BP considère comme le potentiel net des puits d-33-H, b-90-H et c-59-E.

BP a présenté des estimations des réserves de gaz contenues dans les six puits qui lui appartiennent dans la région de Monkman Pass, en Colombie-Britannique. Dans tous les puits, le gaz repose dans les formations triasiques de Pardonet et de Baldonnel. BP a déterminé que les réserves établies des puits a-39-F/93-P-3, c-62-D/93-P-5, c-62-D/93-P-5, c-88-H/93-P-4 et c-59-E/93-P-5 suffisent pour répondre aux besoins du projet d'exportation. Pour les puits a-39-F, c-62-D et c-59-E, elle a calculé les réserves prouvées estimatives à partir d'un bilan matière des hydrocarbures initialement en place. Elle a ensuite estimé les réserves probables de ces mêmes puits en soustrayant des données volumétriques (établies à l'aide de simulations Monte Carlo) les résultats du bilan matière du gaz en place. BP a indiqué qu'elle a adopté l'estimation volumétrique des réserves dans le cas du puits c-88-H, plutôt que son estimation inférieure basée sur une analyse du bilan matière, parce que l'estimation volumétrique concordait avec

celle qui avait été produite par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique («EMRPCB»).

De plus, BP a signalé un potentiel net estimatif de $2\,761 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($98 \times 10^9 \text{ pi}^3$), ce qui comprend $1\,053 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($37 \times 10^9 \text{ pi}^3$) de gaz dans le puits b-90-H. Étant donné que le b-90-H est déjà en production, l'Office en a tenu compte dans son estimation des réserves établies. BP considérerait ce potentiel net estimatif comme une source d'approvisionnement d'appoint aux fins du projet d'exportation. L'estimation du potentiel des puits d-33-H et c-59-E a reposé sur des données volumétriques dégagées des simulations Monte Carlo, tandis que l'évaluation du potentiel du puits b-90-H a été faite à partir des résultats d'une analyse du bilan matière. Dans le cadre des simulations Monte Carlo, on avait retenu les caractéristiques de tous les puits voisins dans le réservoir Pardonet-Baldonnel et affecté un niveau de confiance de 95 % aux estimations volumétriques résultantes. BP a défini comme réserves probables estimatives, c.-à-d. comme potentiel net, la différence entre les estimations volumétriques et les estimations fondées sur le bilan matière.

Dans son analyse, l'Office a retenu la méthode du bilan matière pour estimer les réserves établies des quatre puits auxquels BP avait attribué des réserves prouvées et il a inclus le puits b-90-H dans ses calculs. L'Office admet qu'il disposait de relativement peu de données pour effectuer cette analyse, mais il juge qu'une analyse volumétrique serait moins fiable à l'heure actuelle en raison de la nature même des réservoirs.

En résumé, l'Office a déterminé que les réserves établies estimatives de BP sont présentement de 32 % supérieures au volume prévu dans la demande, mais que cet écart tombera à 13 % d'ici novembre 1993, compte tenu de la production prévue.

2.2.3 Capacité de production

La figure 2-1 compare les prévisions de la capacité de production, établies par l'Office et par BP et le volume visé dans la demande. Les prévisions de BP indiquent qu'il lui suffira de quatre puits (a-39-F, c-62-D, c-59-E et c-88-H) pour satisfaire à ses engagements en matière d'approvisionnement jusqu'en 2011. D'après les prévisions de l'Office, BP pourra remplir ses engagements pendant la durée proposée de la licence grâce à la capacité de production de cinq puits, dont le b-90-H qui est déjà en exploitation. Les deux prévisions reposent sur l'hypothèse que la production de BP n'excédera pas la quantité annuelle précisée dans la demande de licence.

La société a indiqué qu'elle parera à toute insuffisance de sa capacité de production en exploitant le puits d-33-H et d'autres ressources potentielles dans la région.

2.3 Marché, ententes commerciales et autorisations officielles

2.3.1 Marché

Les exportations proposées serviraient à approvisionner une centrale de cogénération au gaz naturel de 245 MW, dont TWP serait le constructeur, le propriétaire et l'exploitant. La centrale serait située sur les lieux de la raffinerie de la BP Exploration & Oil Inc. («BPOI»), près de Ferndale (Washington).

L'installation utiliserait le gaz naturel comme principal combustible, et le mazout n° 2 comme combustible d'appoint. La raffinerie de BPOI achèterait l'énergie thermique.

Figure 2-1

Comparaisons des estimations de BP et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle

La Puget Sound Power & Light Company («Puget»), l'acheteur d'électricité, produit, achète et vend de l'énergie électrique dans le nord-ouest des États-Unis. La compagnie dessert une population estimative de 1,7 million d'habitants. Sa capacité de pointe nette en 1990 se chiffrait à environ 4 743 MW.

La Bonneville Power Administration, un fournisseur régional d'électricité, se préoccupe de plus en plus de la possibilité d'une panne d'électricité régionale due à l'accroissement de la charge des réseaux dans le secteur de Puget Sound. Les économies d'énergie, la gestion de la demande, les importations d'électricité et de nouvelles installations de production seront sans doute des éléments de la solution à long terme au problème d'une éventuelle pénurie d'énergie électrique dans la région de Puget Sound.

Au moment de l'audience, TWP s'attendait à conclure les modalités de financement du projet avec la Banque Chase Manhattan en août 1992. Elle prévoit que la centrale de cogénération sera achevée et opérationnelle dès le 1^{er} octobre 1993 ou vers cette date.

2.3.2 Transport

BP a conclu avec Westcoast une entente de service garanti pour la livraison des volumes qu'elle se propose d'exporter. Elle a indiqué que Westcoast tiendra compte de ses besoins de transport sur l'artère sud lorsqu'elle procédera à l'extension prévue de ses installations en 1993. BP est directement responsable des frais de transport sur le réseau de Westcoast.

Cascade transporterait le gaz de la frontière internationale jusqu'à la centrale de cogénération aux termes de l'entente de transport garanti de 20 ans qu'elle a conclue avec Tenaska. Cascade doit améliorer son réseau pipelinier et construire deux nouvelles conduites pour compléter le parcours entre la centrale et la frontière¹.

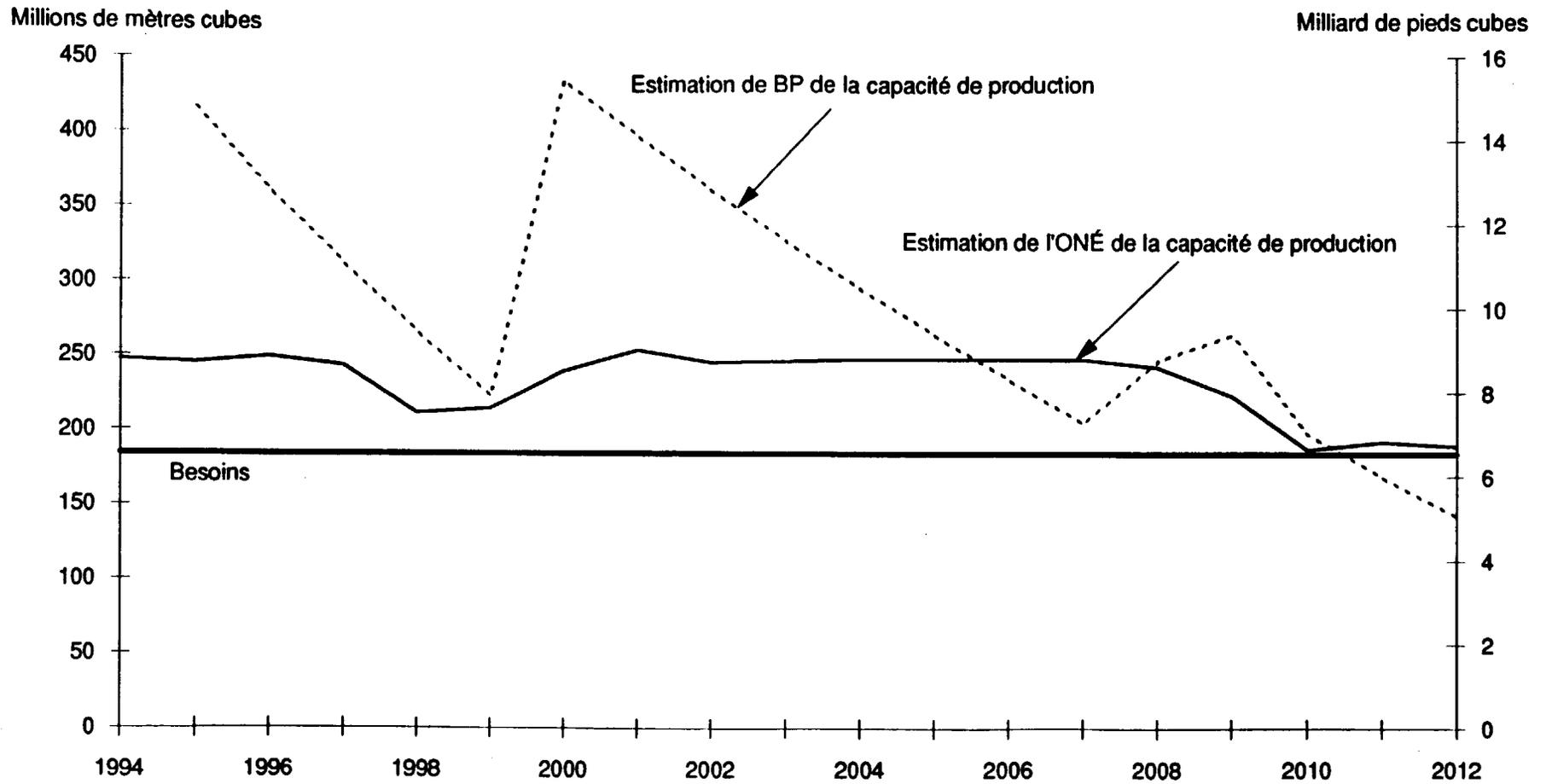
2.3.3 Contrat de vente de gaz

BP, Tenaska et TWP ont conclu un contrat de vente («entente de Sumas») en date du 1^{er} août 1992, qui prévoit la fourniture de gaz jusqu'à concurrence d'une quantité contractuelle journalière («QCJ») de $504,1 \times 10^3 \text{ m}^3$ ($17,8 \times 10^6 \text{ pi}^3$). Aux termes du contrat, les livraisons doivent débuter au plus tard le 31 octobre 1995 et se poursuivre jusqu'à la moins avancée des deux dates suivantes : le 31

1

L'Office note que la FERC, aux termes de l'ordonnance CP91-2650, a autorisé Cascade à construire une canalisation de trois milles pour assurer le transport du gaz acheté par Tenaska.

Figure 2-1
Comparaison des estimations de BP et de l'ONÉ
relatives à la capacité de production annuelle



décembre de la 17^e année suivant le début de l'exploitation commerciale de la centrale ou le 31 décembre 2011.

Les parties susmentionnées ont aussi passé un contrat de vente complémentaire («entente de San Juan»), daté également du 1^{er} août 1992. Cette entente donne à BP la faculté d'obtenir du gaz auprès de Tenaska dans le bassin de San Juan, au lieu de se faire payer pour le gaz qu'elle livre à la centrale aux termes de l'entente de Sumas.

L'entente de Sumas prévoit comme minimum un taux de prise mensuel correspondant à 100 % du produit de la QCJ et du nombre de jours dans le mois, moins les écarts en moins admissibles. Si TWP n'enlève pas le minimum mensuel convenu, elle doit payer des frais d'insuffisance de prise à l'égard des volumes manquants. Ces frais seront égaux au plus élevé des deux montants suivants: 10 % du prix contractuel ou la différence entre le prix contractuel et le prix du gaz livré à la Northwest Pipeline Corp. à la frontière canadienne, tel qu'il est publié dans le *Inside F.E.R.C.'s Gas Market Report* («Inside F.E.R.C.»).

Le prix contractuel prévu dans l'entente de Sumas est le cours fixé pour le gaz acheté par l'El Paso Natural Gas Co. («El Paso») en provenance du bassin de San Juan; ce cours est publié dans le rapport Inside F.E.R.C. BP a fait valoir que le prix contractuel couvrirait largement ses coûts. En l'absence d'un cours coté pour le gaz d'El Paso, les parties fixeraient conjointement un nouveau prix suivant les règles du Centre d'arbitrage commercial international de la Colombie-Britannique.

Selon les estimations de BP, le prix qui aurait eu cours à la frontière de la Colombie-Britannique aux termes de l'entente de Sumas, au 1^{er} janvier 1992, se serait établi à 1,87 \$ CAN/GJ (1,97 \$ CAN/10⁶ Btu).

Les deux ententes de vente sont assujetties à la condition que l'on ait conclu tous les arrangements contractuels voulus et obtenu les autorisations officielles requises le 31 mars 1993 ou avant. BP s'attend à recevoir 50 % du produit des ventes survenues aux termes de l'entente de Sumas sous la forme de livraisons de gaz en provenance du bassin de San Juan, comme le prévoit l'entente de San Juan. BP a affirmé que les deux contrats ont été négociés entre entreprises indépendantes.

Selon les estimations de BP, le débit d'acheminement des exportations correspondra à environ 90 % des quantités prévues au cours de la durée de l'entente de Sumas.

2.3.4 Entente d'achat d'électricité

La vente de l'électricité produite par la centrale serait conforme à l'entente d'achat de puissance garantie que TWP et Puget ont conclue le 20 mars 1991. L'entente expirera le 31 décembre de la 17^e année suivant la mise en exploitation commerciale de la centrale ou le 31 décembre 2011, la date la moins avancée étant retenue. L'entente pourra également être prolongée de jusqu'à huit ans. Une version remaniée de l'entente d'achat a été déposée auprès de l'Office. L'entente a reçu l'aval de la Washington Utilities and Transportation Commission.

L'entente d'achat est structurée de manière à ce que la centrale de cogénération fonctionne à un facteur de capacité aussi élevé que possible. L'installation pourra délivrer une puissance maximale de 245 MW; toutefois, les achats d'électricité se chiffreront en moyenne à 215 MW au cours d'une année donnée. On s'en tiendra à la limite moyenne de 215 MW pour permettre à Puget d'harmoniser la production de la centrale de cogénération avec celle de ses installations hydroélectriques.

L'électricité sera vendue à un prix négocié, qui peut différer du tarif qui serait autrement exigé aux termes de la PURPA. Étant donné que le prix contractuel repose notamment sur une moyenne des coûts variables, il dépassera, à certains moments de la période de service, le tarif qui serait payé s'ils ne s'agissait pas de coûts moyens. Puget peut réduire ses achats en mai, période où la demande d'électricité fléchit et où l'apport des ressources hydrauliques augmente. Aussi est-ce en mai que l'on effectuera la maintenance de l'installation. Puget doit moderniser sa ligne de transmission et la prolonger afin de relier son réseau à l'installation de cogénération.

2.3.5 Entente de vente d'énergie thermique

La vente de l'énergie thermique issue de la centrale de cogénération s'effectuera suivant l'entente de vente de vapeur passée entre TWP et BPOI, le 28 août 1992.

La raffinerie de BPOI demandera une quantité de vapeur supérieure au minimum requis pour qu'une centrale de cogénération reçoive la cote d'installation admissible («IA») aux termes de la PURPA. Les livraisons minimums de vapeur prévues permettraient à l'installation de conserver sa qualité d'IA.

Le prix de vente de la vapeur serait fixé à un montant en deçà du coût évité par BPOI, afin de l'inciter financièrement à prendre l'énergie thermique produite.

2.3.6 Autorisations officielles

Le 20 mai 1992, BP a demandé un certificat d'enlèvement d'énergie au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique («EMRPCB»). Tenaska a déposé une demande d'autorisation d'importation auprès du Department of Energy/Office of Fossil Energy des États-Unis («DOE/FE»), le 31 mars 1992. Les décisions concernant ces deux demandes sont en attente. Il reste également à obtenir l'autorisation du projet d'extension des installations de Westcoast. Les autres autorisations nécessaires touchant les installations de gazoduc ont été reçues.

2.4 Opinion de l'Office

Selon les estimations de l'Office, les réserves établies de BP sont supérieures au volume précisé dans la demande et sa capacité de production sera suffisante pour répondre à ses besoins pendant toute la durée de la licence proposée. De plus, l'Office constate que BP possède dans le secteur en question des terrains non exploités qui lui permettraient d'accroître les approvisionnements en gaz dont elle a fait état. L'Office note également que BP a fourni une garantie de la société pour étayer ses obligations liées au projet d'exportation. Bref, l'Office est satisfait des arrangements que BP propose quant à l'approvisionnement en gaz.

L'Office remarque que les estimations des réserves établies que BP a présentées comprennent une estimation des réserves probables basée sur la méthode de simulation Monte Carlo. L'Office est d'avis que l'estimation des réserves établies ne devrait pas reposer uniquement sur de telles méthodes statistiques. Néanmoins, il trouve que les estimations des réserves probables de BP sont raisonnables, dans la mesure où celles-ci sont classées comme ressources potentielles présumées.

Pour ce qui est des terrains non exploités, l'Office constate que BP a eu recours à la technique de simulation Monte Carlo pour en évaluer le potentiel net. L'Office admet que la zone de Monkman Pass semble receler un potentiel non identifié considérable, mais il trouve qu'en raison de la complexité géologique du secteur il faudrait que les estimations d'un tel potentiel soient exprimées par une plage de valeurs, plutôt qu'un chiffre précis.

L'Office note qu'on a prévu les arrangements nécessaires pour le transport du gaz à exporter. Il est également convaincu que les modalités du contrat de vente permettront de recouvrer les frais de transport au Canada.

L'Office est satisfait du marché sur lequel s'appuie le projet d'exportation. Il constate que Puget, l'acheteur d'électricité, a besoin d'un complément d'énergie pour faire face à la demande croissante d'électricité dans le territoire desservi.

Selon l'Office, la clause prévoyant une prise mensuelle minimale (100 % du produit obtenu en multipliant la QCJ par le nombre de jours dans le mois) et la pénalité à payer en cas de non-enlèvement de ce minimum garantiront des niveaux de prise élevés dans le cadre du contrat. L'Office juge que les contrats proposés ont toutes les chances de durer en raison d'un marché assuré.

L'Office a établi à sa satisfaction que les contrats conclus par BP et Tenaska/TWP ont été négociés entre entreprises indépendantes.

Étant donné que BP est propriétaire du gaz qu'il est proposé d'exporter, l'Office est d'avis que le contrat de vente de gaz passé entre BP, Tenaska et TWP atteste l'appui des producteurs.

L'Office juge que la durée proposée de la licence est appropriée, compte tenu de l'approvisionnement en gaz disponible et des contrats qui sous-tendent le projet.

Pour ce qui concerne les autorisations officielles en instance, l'Office trouve que les formalités relatives à leur obtention progressent bien et n'envisage aucune difficulté à ce chapitre.

L'Office estime aussi que la clause que BP souhaite faire inclure dans sa licence concernant le facteur de conversion thermique de 38,62 MJ/m³ est acceptable et conforme à ses décisions antérieures.

Enfin, l'Office trouve raisonnable de fixer le 29 janvier 1996 comme date limitative dans la clause de temporisation.

2.5 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à BP, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence sont énoncées à l'annexe I et comprennent notamment une clause portant que la licence entrera en vigueur le 1^{er} octobre 1993 et expirera le 29 janvier 1996, sauf si les exportations commencent au plus tard le 29 janvier 1996, auquel cas la licence prendra fin le 31 décembre de la 17^e année après le début des livraisons ou le 31 octobre 2011, selon l'échéance qui surviendra la première.

Chapitre 3

FSC Resources Limited, Saranac Power Partners, L.P. et Shell Canada Limitée

3.1 Résumé de la demande

Le 10 juin 1992, FSC Resources Limited, Saranac Power Partners, L.P. et Shell Canada Limitée (désignées collectivement les «codemandeurs») ont déposé, conformément à la partie VI de la Loi, une demande visant à faire transférer la licence d'exportation de gaz GL-138 de FSC à Saranac et Shell. Les codemandeurs ont également sollicité des modifications à la licence précitée afin d'y prévoir, entre autres choses, les modalités suivantes :

Période	-	5 ans, à compter du 1 ^{er} novembre 1993 ou de la date de la première livraison, la plus avancée des deux dates étant retenue.
Point d'exportation	-	Napierville (Québec)
Quantité journalière maximale	-	1 445 x 10 ³ m ³ (51,0 x 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	529 x 10 ⁶ m ³ (18,7 10 ⁹ pi ³)
Quantité totale maximale	-	7 125 x 10 ⁶ m ³ (251,5 x 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année.

Advenant que le transfert de la licence ne soit pas agréé, Saranac et Shell ont demandé l'octroi d'une nouvelle licence d'exportation de gaz comportant les mêmes modalités que celles qui précèdent.

Le gaz qu'il est proposé d'exporter proviendrait de gisements situés en Alberta qui appartiennent déjà à Shell ou pour lesquels celle-ci a conclu des contrats d'achat de gaz. Il serait acheminé par le réseau de la NOVA Corporation of Alberta («NOVA») en vue de sa livraison au point d'admission du réseau de la TransCanada PipeLines Limited («TransCanada»), près d'Empress (Alberta). TransCanada transporterait le gaz jusqu'à la frontière internationale près de Napierville (Québec). De là, il serait acheminé par le projet de réseau de la North Country Gas Pipeline Corporation («North Country») pour être finalement livré à la centrale de cogénération projetée.

La licence d'exportation de gaz GL-138 a été délivrée à FSC, conformément à la décision rendue par l'Office dans l'instance GH-6-89, pour lui permettre d'exporter à partir d'un point à proximité de Napierville (Québec) du gaz destiné à alimenter trois centrales de cogénération projetées dans Clinton County (New-York). Depuis, les trois installations de cogénération proposées ont été combinées en une seule centrale qui se construira sur les lieux de la papetière de la Georgia-Pacific Corporation («G-P»),

près de Plattsburg (New-York). L'électricité et la vapeur produites par la centrale seraient vendues à la New York State Electric & Gas Corporation («NYSEG») et à G-P, respectivement.

Dans leur mémoire, les codemandeurs ont indiqué que la papetière de G-P pourrait utiliser une partie du gaz qu'ils proposent d'exporter, soit jusqu'à concurrence de $42 \times 10^3 \text{ m}^3$ ($1,5 \times 10^6 \text{ pi}^3$) de gaz par jour. Au cours de l'audience, les codemandeurs ont indiqué que, si l'Office décidait d'accorder une nouvelle licence à Shell et à Saranac aux fins du projet d'exportation, au lieu de transférer et de modifier la licence GL-138 en vigueur, ils préféreraient conserver la licence GL-138 pour les exportations destinées à la papetière de G-P. Dans cette optique, ils ont proposé de réduire le volume des exportations autorisées en vertu de la licence G-138 de la quantité visée par la nouvelle licence. Il s'ensuivrait que la licence GL-138 leur permettrait d'exporter $85 \times 10^3 \text{ m}^3$ ($3,0 \times 10^6 \text{ pi}^3$) de gaz par jour. Les codemandeurs ont souligné que, même s'ils privilégient la solution qui consiste à modifier la licence GL-138 de manière à y autoriser le projet d'exportation, ils consentiraient à ce que l'Office révoque la licence, s'il le jugeait nécessaire, pour éviter la tenue d'une nouvelle audience publique sur la question.

3.2 Approvisionnement en gaz

3.2.1 Contrats d'approvisionnement

Pour satisfaire aux besoins d'approvisionnement que supposent les exportations proposées et d'autres contrats de vente, Shell puisera du gaz dans ses propres réservoirs et en achètera des quantités modestes auprès d'autres producteurs. Le gaz acheté compte pour 4 % de l'approvisionnement global de Shell, selon les estimations de la société. Cette dernière a acheté le gaz pour se doter d'une capacité de production en attendant la mise en service de ses réservoirs non raccordés.

Shell a conclu des contrats avec sept producteurs, notamment : Grad & Walker Resources Ltd., Drillwest Energy Marketing Inc., Inverness Resources Inc., MLC Oil and Gas Ltd., Paloma Petroleum Ltd., Shaman Energy Corp. et Voyager Energy Inc. Portant sur des périodes de deux à sept ans, tous les contrats peuvent être reconduits sur une base annuelle, à l'exception du contrat d'Inverness Resources Inc. qui peut être renouvelé aux deux ans.

3.2.2 Réserves

Shell a récemment révisé son portefeuille global d'approvisionnement en gaz. C'est ainsi que la société a pris les mesures suivantes : vente de ses réserves dans la zone de Progress, accroissement de sa participation directe dans le réservoir Beaverhill Lake du champ Caroline, ajout de réserves qui seront repris d'un contrat conclu avec Western Gas et achat de gaz auprès de l'Inverness Resources Inc.

Le tableau 3-1 permet de voir que l'estimation par l'Office des réserves de gaz restantes de Shell est de 6 % inférieure à celle de la société, mais que les deux estimations dépassent largement le volume dont il est question dans la demande. L'Office constate que les volumes à exporter ne représentent qu'une partie des engagements globaux de Shell, lesquels comprennent huit contrats à long terme de vente à l'exportation et deux contrats à long terme de vente sur le marché intérieur. Selon les

estimations de l'Office, les réserves de Shell correspondent, à toutes fins pratiques, à la somme de ses engagements.

Au cours de son examen de la demande, l'Office a relevé des réserves de gaz dans 136 réservoirs regroupés dans 39 gisements. Shell est propriétaire de 19 des réservoirs en cause et a conclu des contrats d'achat avec des producteurs à l'égard des autres réservoirs. La plupart des réservoirs trouvent dans les horizons du Crétacé inférieur, tandis que le gros des réserves repose dans quelques réservoirs très importants du Dévonien et du Mississipien. Selon les analyses de l'Office, 89 réservoirs renferment des réserves de moins de $100 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($3,5 \times 10^9 \text{ pi}^3$) et 11 réservoirs contiennent plus de $1\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($35 \times 10^9 \text{ pi}^3$). Deux des 11 réservoirs contiennent des réserves supérieures à $10\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($353 \times 10^9 \text{ pi}^3$). Les 11 gros réservoirs propriété de Shell, représentent 85 % des réserves nettes restantes de la société. Environ 76 des réservoirs étaient en exploitation au 1^{er} janvier 1992.

Tableau 3-1
Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Shell avec le volume demandé
 10^6 m^3 (10^9 m^3)

Shell ¹	ONÉ ¹	Volume demandé ²
41 280 (1 458) ³	38 880 (1 373) ³	7 125 (251,6)

1 Au 1^{er} janvier 1992.

2 Ces volumes ne représentent qu'une partie des engagements globaux auxquels Shell doit répondre grâce à ses réserves. Ces engagements se chiffrent au total à $38\,498 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($1\,360 \times 10^9 \text{ pi}^3$), volume demandé compris.

3 Ces approvisionnements comprennent $1\,642 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($58 \times 10^9 \text{ pi}^3$) de gaz acheté.

C'est dans les secteurs de Clearwater et de Waterton que l'on constate les différences les plus notables entre les estimations de Shell et de l'Office des réserves contenues dans les réservoirs qui appartiennent en propre à la société. Certaines des réserves dans ces zones se trouvent dans des structures de faille inverse du Mississipien. L'estimation produite par l'Office est de 13 % de moins que celle de Shell pour le secteur de Clearwater, et de 17 % de moins pour Waterton. L'écart est surtout attribuable au fait que l'Office a levé des réservoirs de moindre superficie et leur a attribué une production nette moins grande que Shell.

L'approvisionnement que Shell prévoit récupérer de son contrat avec Western Gas est constitué de réserves contenues dans les réservoirs Rundle A et B du champ Moose Mountain, le réservoir Rundle A du champ Whiskey Creek et le réservoir 7-35 du champ Turner Valley. Pour ces réservoirs l'Office en est arrivé à une estimation des réserves qui est de 40 % inférieure à celle de Shell. Cet écart tient à l'interprétation de la production nette à partir d'une analyse diagraphique et au levé de superficies de moins grandes dimensions. En outre, l'Office a considéré comme plus importante l'interface gaz-eau dans la partie sud du réservoir Rundle A de Moose Mountain.

L'Office a accepté les estimations que Shell a fournies à l'égard des petits volumes achetés à d'autres producteurs.

En résumé, les estimations des réserves faites par l'Office sont inférieures à celles de Shell, mais elles correspondent pour l'essentiel aux besoins globaux de la société.

3.2.3 Capacité de production

La figure 3-1 compare les prévisions de la capacité de production, dressées par Shell et par l'Office, et les besoins globaux de la société, pertes et combustible utilitaire compris. Shell a évalué ses besoins annuels en fonction des taux d'enlèvement attendus.

Figure 3-1

Comparaison des estimations de Shell et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle

Les deux séries de prévisions concernant la capacité de production projetée tiennent compte à la fois des réserves achetées et des ressources additionnelles de $566 \times 10^3 \text{ m}^3$ ($20 \times 10^6 \text{ pi}^3$) par jour que Shell peut prendre du gisement Waterton aux termes de son entente avec l'Alberta and Southern Gas Company Ltd. Les prévisions de Shell indiquent que sa capacité de production sera suffisante, sauf pour un léger manque entre 2006 et 2008. Ces prévisions sont comparables à celles de l'Office, qui laissent entrevoir une capacité de production satisfaisante pendant toute la période visée. L'écart entre les deux estimations tient principalement au fait que l'Office a rajusté ses prévisions en fonction d'un rythme de production équivalent aux besoins annuels de Shell. La société a indiqué qu'elle parerait à toute insuffisance éventuelle de sa capacité de production en exploitant d'autres champs qui lui appartiennent ou en achetant des approvisionnements en gaz supplémentaires.

3.3 Marché, ententes commerciales et autorisations officielles

3.3.1 Marché

Shell fournirait à elle seule tout le gaz nécessaire pour alimenter la centrale de cogénération prévue de 239,7 MW. Saranac, le propriétaire et l'exploitant de la centrale, est une société en commandite du Delaware, qui est affiliée à FSC.

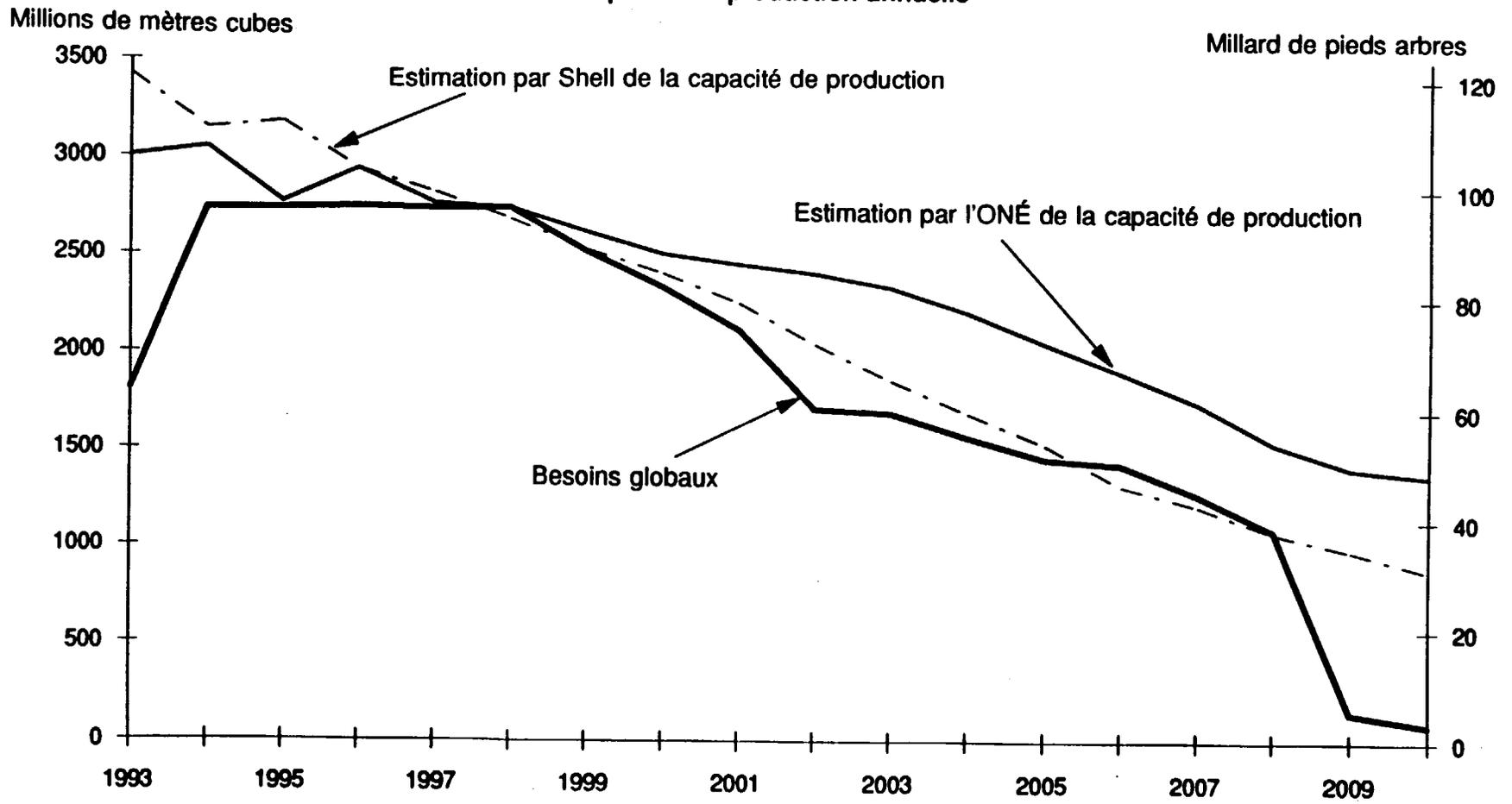
L'acheteur d'électricité, NYSEG, est un service public réglementé de gaz et d'électricité établi dans l'État de New York.

L'acheteur de vapeur, soit la papetière de G-P, fabrique une gamme de produits de consommation en papier. Les codemandeurs ont indiqué que Saranac était en train de négocier un contrat de vente de vapeur avec G-P, qu'elle prévoyait signer avant septembre 1992.

La FERC a déjà accrédité la centrale de cogénération comme installation admissible. Saranac a déclaré qu'elle prévoit obtenir le financement nécessaire au projet en décembre 1992. Les travaux de

Figure 3-1

Comparaison des estimations de Shell et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle



construction préliminaires devaient débiter en septembre 1992, tandis que la construction commencerait pour de bon dès la conclusion des dispositions financières. La centrale est censée entrer en exploitation commerciale pendant la première moitié de 1994.

Saranac prévoit que la centrale fonctionnera en moyenne à 90 % de sa capacité totale, pendant toute la période visée par la licence.

3.3.2 Transport

En Alberta, le gaz serait acheminé par le réseau de NOVA aux termes des accords de transport garanti à long terme que Shell a déjà conclus ou qu'elle conclura à l'avenir. FSC a signé avec TransCanada une entente préalable de service garanti, visant une période de 15 ans, pour le transport du gaz depuis Empress (Alberta) jusqu'à Napierville (Québec). FSC cédera à Shell la capacité qu'elle détient sur le réseau de TransCanada dès le début de l'exploitation commerciale de la centrale de cogénération.

La construction du prolongement de Napierville, qui reliera l'artère principale de TransCanada au point d'exportation, devrait être achevée en novembre 1993. Aux États-Unis, le gaz serait acheminé à la centrale par le gazoduc projeté de North Country, dont on prévoit achever la construction d'ici au 1^{er} septembre 1993.

3.3.3 Contrat de vente

Le 20 mai 1992, Shell et Saranac ont conclu un contrat de vente de gaz qui prévoit la fourniture d'une quantité contractuelle journalière («Q CJ») de $51\,000 \times 10^6$ Btu ($1\,445 \times 10^6$ m³). Le contrat vise une période de 15 ans, à compter de la date d'entrée en exploitation commerciale de la centrale de cogénération, et il est sujet à la condition voulant que l'on ait conclu tous les arrangements contractuels nécessaires et obtenu les autorisations officielles requises au plus tard le 1^{er} avril 1993. Le contrat stipule également que les livraisons garanties doivent débiter le 31 mars 1995 ou avant. Les codemandeurs ont déclaré que le contrat a été négocié entre entreprises indépendantes. Il ne renferme aucune clause concernant la renégociation des modalités contractuelles ou le recours à l'arbitrage.

Le contrat prévoit la prise d'une quantité annuelle minimale («QAM») correspondant à 80 % du produit obtenu en multipliant la Q CJ par le nombre de jours dans l'année, moins un rajustement pour les volumes non livrés ou non enlevés à cause de travaux de maintenance à la centrale ou de cas de force majeure. Si Saranac commande moins que la QAM pendant les trois dernières années du contrat, elle doit payer une pénalité égale au produit du volume manquant et de 11 % du tarif moyen pondéré de la composante-produit. Pour les autres années contractuelles, Saranac peut rattraper les volumes qu'elle a payés mais non enlevés pendant la période de trois ans consécutive à l'année dans laquelle ses achats de gaz ont été inférieurs à la QAM.

Shell serait responsable de tous coûts supplémentaires engagés par Saranac pour remplacer des commandes de gaz que Shell n'aurait pas pu lui livrer. Par ailleurs, Shell doit utiliser la capacité de transport dont elle dispose sur les réseaux de NOVA et de TransCanada pour livrer le gaz de tiers à Saranac, le cas échéant.

Le prix contractuel serait de 2,97 \$ US/106 Btu jusqu'au 31 octobre 1994 (inclusivement); après cette date, il serait indexé de 4 % le 1^{er} novembre de chaque année qu'il reste au contrat. La composante-produit équivaut au produit du prix contractuel et du nombre de jours dans le mois, moins les frais mensuels liés à la demande qui sont exigés sur les réseaux de NOVA et de TransCanada. Les codemandeurs ont fait valoir que l'indexation du prix contractuel devrait compenser toute augmentation éventuelle des redevances de transport et assurer à Shell un prix à marge garantie qui soit acceptable.

Selon les estimations, le prix à marge garantie qui aurait eu cours à la frontière albertaine aux termes du contrat, le 1^{er} janvier 1992, se serait établi à 2,08 \$ CAN/GJ (2,19 \$ CAN/10⁶ Btu).

3.3.4 Entente d'achat d'électricité

La vente de l'électricité produite par la centrale de cogénération se ferait conformément à la version modifiée de l'entente d'achat d'électricité conclue entre NYSEG et Saranac le 27 avril 1990. L'entente restera en vigueur pendant 15 ans, à compter de la date d'entrée en exploitation commerciale de la centrale. La New York Public Service Commission («NYPSC») a sanctionné l'entente, sous réserve de certaines conditions. Un modificatif incorporant les conditions en question a été déposé auprès de la NYPSC; il n'est pas nécessaire d'obtenir à nouveau son approbation.

L'installation produira quelque 1 970 000 MWh d'énergie par année, ce qui représente un facteur de capacité d'environ 90 % pendant chacune des 15 années visées par l'entente d'achat d'électricité.

Pour fixer le prix de l'électricité, l'entente a été divisée en deux périodes : A et B. Le tarif pour la période A s'appliquera jusqu'au 31 décembre 1995, après quoi le tarif de la période B entrera en vigueur. Le barème établi pour chacune des deux périodes prévoira un prix de pointe (service de classe 1) et un prix hors pointe (service de classe 2). Pendant la période A, le prix du service de classe 1 sera de 6 cents/kWh, tandis que le prix du service de classe 2 sera fixé en fonction du coût évité à court terme. En cas d'abrogation du tarif basé sur le coût évité à court terme qui aura été déposé auprès de la NYPSC, on calculera le tarif à partir des coûts évités de production, de capacité et de transport. Durant la période B, les prix du service de classe 1 et du service de classe 2 correspondront à un pourcentage des coûts évités à long terme de NYSEG en 1988, d'après les prévisions de la NYPSC.

Le vendeur paiera des frais de transit à NYSEG en compensation des coûts que cette dernière pourrait encourir pour transmettre une partie de la production de la centrale hors du secteur qu'elle dessert (Clinton County). Saranac livrera l'électricité à NYSEG, soit directement soit en passant par un poste de la New York Power Authority («NYPA») qui s'interconnecte avec le réseau d'électricité de NYSEG. La livraison se ferait conformément aux règles et aux tarifs gouvernant la NYPA.

3.3.5 Entente de vente d'énergie thermique

Les codemandeurs ont indiqué que Saranac cherchait à conclure de façon définitive une entente d'achat de vapeur avec G-P et qu'un double en serait déposé auprès de l'Office en temps utile.

3.3.6 Autorisations officielles

Shell a demandé à l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta («OCREA») de proroger la durée de son permis actuel d'enlèvement de gaz et d'accroître les volumes qu'elle est autorisée à exporter aux termes de ce permis. Saranac a déposé une demande d'autorisation d'importation auprès du DOE/FE le 9 juin 1992 et elle s'attend à ce que le certificat d'autorisation lui soit délivré au plus tard le 31 octobre 1992. Toutes les autorisations nécessaires concernant les gazoducs ont été obtenues.

3.4 Opinion de l'Office

D'après les estimations de l'Office, les réserves de Shell sont supérieures à l'ensemble de ses engagements et sa capacité de production lui permettra de répondre à ses besoins pendant toute la durée de la licence proposée. L'Office est donc convaincu que Shell dispose d'un approvisionnement suffisant, compte tenu de ses engagements.

L'Office constate que le transport a été prévu sur tous les gazoducs requis. Il estime également que les modalités du contrat de vente de gaz sont telles qu'elles permettront de recouvrer tous les frais fixes de transport au Canada des volumes à exporter.

L'Office a établi à sa satisfaction que les marchés en amont sur lesquels repose le projet d'exportation sont assurés et que la centrale de cogénération sera exploitée à un facteur de charge élevé.

De l'avis de l'Office, les clauses contractuelles prévoyant des frais en cas d'enlèvements insuffisants, le paiement des frais liés à la demande et la position avantageuse de Shell comme seul fournisseur sont autant de facteurs qui garantiront des niveaux de prise élevés en vertu du contrat de vente de gaz. Bien que le contrat renferme un prix fixe et un prix indexé, l'Office estime qu'il a toutes les chances de durer en raison de marchés assurés.

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

L'Office constate qu'il reste à obtenir un permis d'enlèvement modifié auprès de l'OCREA et une autorisation d'importation du DOE/FE, mais il ne s'attend pas à ce que les codemandeurs éprouvent des difficultés à cet égard.

Étant donné que Shell est propriétaire de la majeure partie de l'approvisionnement en gaz soumis à l'appui du projet et qu'elle est autorisée à revendre le gaz acheté, l'Office trouve que le contrat de vente de gaz conclu entre Shell et Saranac démontre l'appui des producteurs.

L'Office estime que la durée proposée de la licence est appropriée, compte tenu de l'approvisionnement en gaz et du fait que les contrats connexes portent sur 15 ans.

Selon l'Office, il serait plus expédient sur le plan administratif de délivrer une nouvelle licence au lieu de transférer et de modifier celle qui existe déjà. Pour ce qui est de modifier la licence GL-138 de

manière à la réserver pour les volumes destinés à l'acheteur de vapeur, l'Office juge que les codemandeurs n'ont pas justifié l'a-propos d'une licence consacrée aux besoins en gaz de G-P.

3.5 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Saranac et à Shell, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence sont énoncées à l'annexe I, y compris une clause portant que la licence entrera en vigueur le 1^{er} novembre 1993 ou le jour de la première livraison de gaz, la date la plus avancée étant retenue, et expirera le 1^{er} novembre 1995, sauf si les exportations commencent au plus tard le 1^{er} novembre 1995, auquel cas la licence prendra fin 15 ans après sa date d'entrée en vigueur.

L'Office a également décidé de révoquer la licence GL-138 à compter de la date de l'approbation de la nouvelle licence d'exportation par le gouverneur en conseil.

Chapitre 4

Kamine Beaver Falls Cogen Co., Inc., à titre d'associé gérant de la Kamine/Besicorp Beaver Falls L.P

4.1 Résumé de la demande

Conformément à la partie VI de la Loi, la Kamine Beaver Falls Cogen Co., Inc., à titre d'associé gérant de la Kamine/Besicorp Beaver Falls L.P., a déposé le 1^{er} juin 1992 une demande visant à obtenir une licence d'exportation de gaz naturel dont les modalités sont les suivantes :

Période	-	Du 1 ^{er} novembre 1993 au 31 octobre 2008.
Point d'exportation	-	Près d'Iroquois (Ontario)
Quantité journalière maximale	-	456,1 x 10 ³ m ³ (16,1 x 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	167,1 x 10 ⁶ m ³ (5,9 x 10 ⁹ pi ³)
Quantité totale maximale	-	2 494,9 x 10 ⁶ m ³ (88,1 x 10 ⁶ pi ³)
Écart admissible	-	Jusqu'à concurrence de 10 % par jour.

Kamine Beaver Falls a également demandé que le 29 mai 1996 figure comme date limitative dans la clause de temporisation de la licence d'exportation demandée. Cette date coïnciderait avec la fin de la période de prolongation d'un an de l'échéance du 29 mai 1995 prévue pour la mise en service de la centrale de cogénération.

Le gaz qu'il est proposé d'exporter proviendrait de gisements situés en Saskatchewan et en Alberta qui appartiennent en propre à la North Canadian Marketing Inc. («NCM») ou qui lui sont affectés sous contrat. Il serait transporté en Alberta par le gazoduc de NOVA en vue de sa livraison au réseau de TransCanada, près d'Empress (Alberta). Le gaz provenant de la Saskatchewan serait acheminé par le réseau de la TransGas Limited («TransGas») jusqu'aux interconnexions avec le réseau de TransCanada.

TransCanada transporterait le gaz jusqu'à la frontière internationale, près d'Iroquois (Ontario). De là, il serait acheminé par les réseaux de l'Iroquois Gas Transmission System L.P. («Iroquois») et de la St. Lawrence Gas Company, Inc. («St. Lawrence Gas»), pour être finalement livré à la centrale de cogénération projetée.

La centrale serait implantée sur les lieux de l'entreprise de la Specialty Paperboard Inc. («SPI»), à Beaver Falls (New York). L'électricité et la vapeur produites par la centrale seraient vendues à la Niagara Mohawk Power Corporation («Niagara Mohawk») et à SPI, respectivement.

4.2 Approvisionnement en gaz

L'examen de l'approvisionnement en gaz présenté ci-dessous s'applique aux demandes déposées d'une part, par Kamine Beaver Falls et, d'autre part par Kamine Syracuse (désignées collectivement «Kamine»). La demande de Kamine Syracuse est traitée au chapitre 5 du présent document.

4.2.1 Contrats d'approvisionnement

Kamine obtiendra les approvisionnements en gaz nécessaires aux deux projets d'exportation soumis grâce à deux ententes d'achat de gaz naturel (les «ententes»), d'une durée de 15 ans, qu'elle a conclues avec NCM. Aucune réserve n'est spécifiquement réservée à Kamine aux termes des contrats, mais NCM a présenté un ensemble d'approvisionnements dans lequel elle compte puiser tous les volumes à exporter. Ces approvisionnements serviront aussi à répondre à un troisième engagement contracté relativement à la demande déposée par la Kamine Natural Dam Cogen Co., Inc., agissant à titre d'associé gérant de la Kamine/Besicorp Natural Dam L.P. («Kamine Natural Dam»), laquelle demande a été examinée au cours de l'instance GH-1-92.

Les sources d'approvisionnement mentionnées par NCM comprennent des réserves qui lui appartiennent et des volumes de gaz achetés sous contrat auprès de sept producteurs, notamment Altex Resources Ltd., Anderson Exploration Ltd., Exchange Resources Ltd., Gardiner Oil & Gas Ltd., Ocelot Energy Inc., Pensionfund Energy Resources Ltd. et Ulster Resources Ltd. Les contrats passés avec ces producteurs constituent environ 65 % de l'approvisionnement présenté par NCM; le reste proviendra de la North Canadian Oils Limited («NCO»).

Selon les dispositions des ententes, NCM s'engage à livrer les quantités de gaz commandées par Kamine. Si elle ne pouvait fournir les volumes commandés, NCM serait tenue d'indemniser Kamine de tous frais supplémentaires raisonnables engagés pour obtenir du combustible de remplacement. En outre, la société mère de NCM, soit NCO, s'est portée garante de certaines des obligations contractées par NCM aux termes de l'entente d'achat de gaz.

4.2.2 Réserves

L'on voit au tableau 4-1 que l'estimation faite par l'Office des réserves de gaz de Kamine est de 12 % inférieure à celle de la société, mais qu'elle dépasse de 50 % la somme des volumes visés dans ses demandes de licence et de 12 % l'ensemble des besoins auxquels ses approvisionnements sont censés répondre.

Dans son analyse de l'approvisionnement en gaz de Kamine, l'Office a relevé 130 réservoirs en Alberta et 41 réservoirs en Saskatchewan; seulement 28 des 171 réservoirs sont en exploitation. Les réservoirs situés en Alberta comptent pour 64 % des réserves totales. La plupart des réservoirs contiennent ou contenaient moins de $100 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($3,5 \times 10^9 \text{ pi}^3$) de gaz initial commercialisable; 35 des réservoirs ont des réserves comprises entre 100 et $1\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($3,5$ à $35 \times 10^9 \text{ pi}^3$) et six réservoirs seulement ont des réserves supérieures à $1\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($35 \times 10^9 \text{ pi}^3$). Les six réservoirs les plus importants se trouvent dans les gîtes sablonneux du Crétacé.

Divers facteurs expliquent les estimations plus modestes auxquelles l'Office est parvenu, notamment son interprétation plus prudente des études de rendement des réservoirs, une évaluation moins généreuse des superficies des réservoirs, de la production nette, de la porosité, de la saturation en gaz et des facteurs de récupération et, enfin, son évaluation de la participation directe de la société dans certains des réservoirs.

Tableau 4-1
Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Kamine avec la somme des volumes demandés

Kamine	ONÉ	Somme des volumes demandés
8 643 ¹ (305,2)	7 624 ² (269,3)	5 000 ³ (176,5)

1 Au 1^{er} novembre 1992.

2 Au 31 décembre 1991. L'estimation de l'Office diminuerait d'au moins 421 x 10⁶ m³ (15 x 10⁹ pi³) s'il était tenu compte de la production estimative entre le 1^{er} janvier 1992 et le 1^{er} novembre 1993. L'estimation de l'Office serait alors de 17 % inférieure à celle de Kamine, bien qu'elle dépasserait de 44 % la somme des volumes demandés.

3 Outre les volumes précités, l'approvisionnement en gaz de Kamine doit permettre à la société de répondre aux besoins du projet de Natural Dam, examiné dans le cadre de l'instance GH-1-92, qui requiert 1 767 x 10⁶ m³ (62 10⁹ pi³) de gaz naturel. Ainsi, les besoins globaux auxquels doit satisfaire l'approvisionnement de Kamine se chiffrent à 6 767 x 10⁶ m³ (239 x 10⁹ pi³). L'estimation de l'Office dépasserait ces besoins globaux de 6 %, au 1^{er} novembre 1993.

L'Office en est arrivé à une estimation moindre de l'approvisionnement global de Kamine à cause surtout de son évaluation plus modeste du réservoir Viking A du champ Medicine Lodge et du réservoir Halfway du champ Knopcik.

En effet, le réservoir Viking A de NCO compte pour 37 % de l'écart entre les deux estimations de l'approvisionnement global de Kamine. NCO avait appuyé son estimation sur une analyse du bilan matière. Or, l'Office trouve qu'il est encore trop tôt pour procéder à un bilan matière, étant donné que moins de 10 % des réserves estimatives du réservoir ont été exploitées. L'Office a donc fait une estimation volumétrique des réserves de ce réservoir. De plus, l'Office n'est pas d'accord avec le calcul des taux de participation directe, tel qu'effectué par NCO. Cette dernière a supposé que le réservoir ne ferait pas l'objet d'autres travaux de forage ou de mise en valeur et que, par conséquent, la plupart de ses réserves seraient exploitées grâce aux puits existants, y compris celui de NCO. L'Office a rejeté cette hypothèse et n'a attribué à NCO que 10 % des réserves du réservoir.

Le réservoir Halfway de NCO, dans le champ Knopcik, compte pour 24 % de l'écart entre les estimations de l'approvisionnement global. La différence tient principalement au fait que l'Office a fait une évaluation plus modeste de la superficie, de la porosité et du facteur de récupération. En résumé, l'estimation des réserves préparée par l'Office est inférieure à celle de Kamine, mais elle demeure supérieure à la somme des volumes en cause. Étant donné que Kamine devra également répondre aux

exigences du projet de Natural Dam, ses réserves restantes, selon l'estimation de l'Office, seront de 6 % supérieures à ses besoins globaux au 1^{er} novembre 1993, compte tenu de la production attendue.

4.2.3 Capacité de production

La figure 4-1 présente une comparaison entre les prévisions de la capacité de production, établies par l'Office et par Kamine, et les besoins globaux de la société. Les engagements de Kamine comprennent les volumes à exporter dans le cadre des projets de Kamine Beaver Falls et Kamine Syracuse, de même que le gaz destiné au projet de Kamine Natural Dam. Les prévisions de Kamine indiquent que sa capacité de production sera suffisante jusqu'en 2002, mais qu'elle sera de plus en plus déficitaire après cette date. Selon l'évaluation de l'Office, l'approvisionnement en gaz de Kamine accusera de légères insuffisances entre 1998 et 2002, après quoi elle suivra la tendance décrite dans les prévisions de la société.

Figure 4-1

Comparaison des estimations de Kamine et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle

Kamine a souligné qu'il est peu probable que les approvisionnements fassent défaut, étant donné que chacun des producteurs a fourni une garantie d'exécution à NCM. Par ailleurs, les producteurs sont tenus aux termes de leur contrat de mettre en valeur ou d'acquérir de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz afin de satisfaire aux obligations qu'ils ont contractées envers NCM. Kamine a déposé un bilan à jour de l'offre et de la demande générale de NCO, duquel il ressort que la capacité de production de la société sera supérieure à ses besoins pendant la durée proposée de la licence.

Outre la garantie de livraison que NCM a fournie à Kamine, NCO a garanti financièrement les obligations de NCM à l'égard des projets.

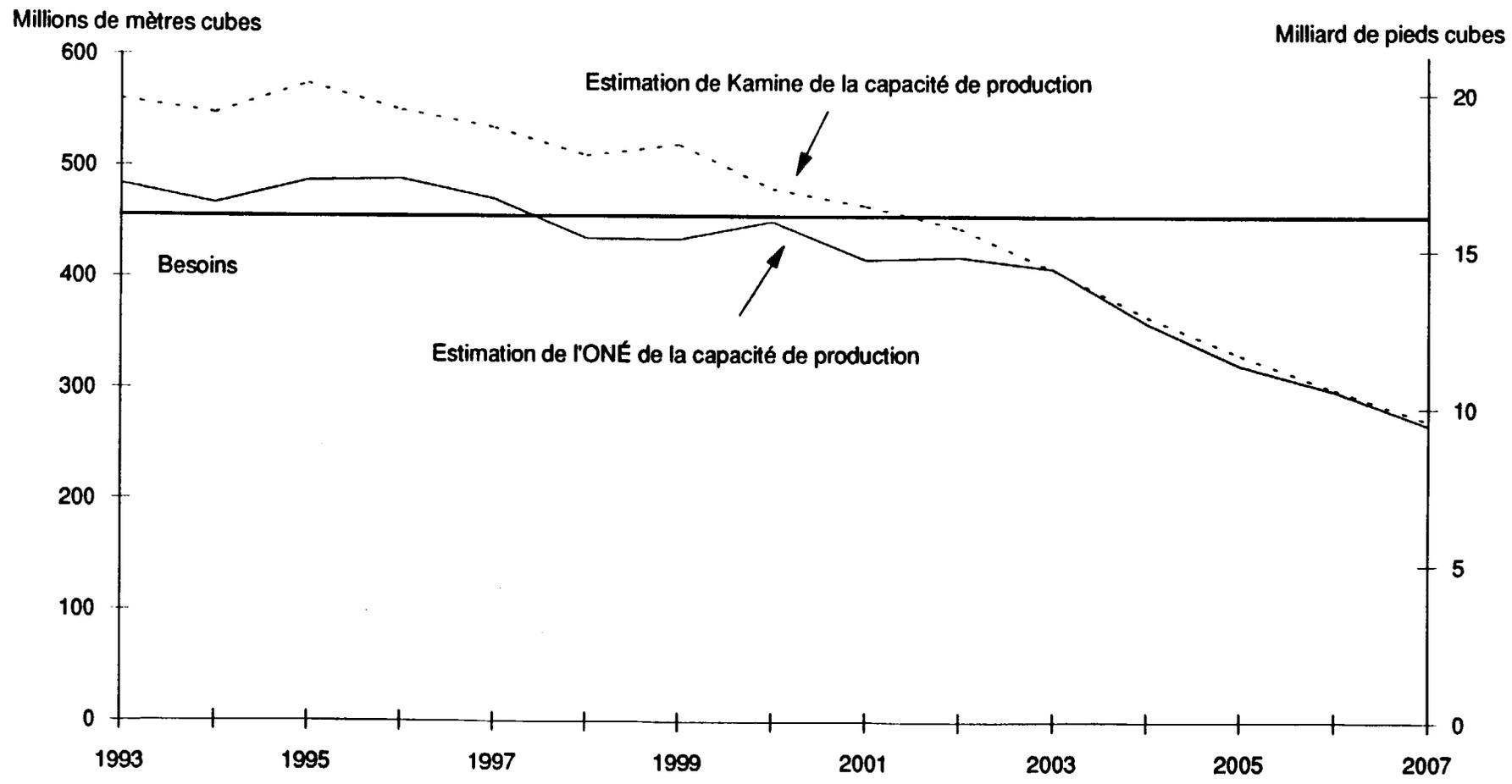
4.3 Marché, ententes commerciales et autorisations officielles

4.3.1 Marché

Le gaz destiné à l'exportation servirait à approvisionner une centrale de cogénération au gaz naturel de 79,9 MW, dont la Kamine/Besicorp Beaver Falls L.P. serait à la fois propriétaire et exploitant.

Niagara Mohawk, l'acheteur d'électricité, est le deuxième service d'électricité en importance dans l'État de New York. La société dessert plus de 1,4 million de consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels, et la demande d'énergie électrique en période de pointe dépasse les 6 200 MW. Les villes de Buffalo, de Syracuse, d'Albany et de Watertown constituent ses quatre principaux marchés. Watertown est un nouveau grand centre de croissance.

Figure 4-1
Comparaison des estimations de Kamine et de l'ONÉ
relatives à la capacité de production annuelle



Ces dernières années, Niagara Mohawk a vu s'amenuiser annuellement la quantité d'électricité qu'elle pouvait obtenir auprès de la Power Authority of the State of New York. Conjuguée à l'accroissement de la demande, cette situation a obligé Niagara Mohawk à chercher d'autres sources d'électricité.

La société Kamine Beaver Falls a indiqué que, d'après l'expérience qu'elle a acquise dans des projets de cogénération antérieurs, elle s'attend à ce que la centrale fonctionne, en moyenne, à 92 % de sa capacité totale, pendant toute la durée du projet.

L'entrepreneur en construction doit fournir une installation clés en main.

4.3.2 Transport

Le gaz en provenance de l'Alberta serait acheminé par le réseau de NOVA jusqu'à Empress, là où Kamine Beaver Falls en prendrait livraison. Le gaz provenant de la Saskatchewan serait transporté par le réseau de TransGas jusqu'à son interconnexion avec le réseau de TransCanada, mais il sera réputé avoir été livré à Empress (Alberta). NCM et les producteurs avec lesquels elle a conclu des contrats d'achat de gaz disposent d'un service de transport garanti sur les réseaux de NOVA et de TransGas. Kamine Beaver Falls a conclu une entente préalable de service garanti avec TransCanada et des ententes préalables de service interruptible avec Iroquois et St. Lawrence Gas; ces ententes portent sur des périodes de 15 à 25 ans. TransCanada doit ajouter des immobilisations dans son réseau, travaux dont elle a fait état dans la demande relative à ses installations pour 1993-1994. Le réseau de St. Lawrence Gas devra aussi être doté d'installations additionnelles.

Kamine Beaver Falls est directement responsable de tous les frais de transport sur le réseau de TransCanada. NCM est tenue de payer tous les frais associés au transport assuré par NOVA et TransGas, mais son contrat de vente lui permet de recouvrer auprès de Kamine Beaver Falls les frais liés à la demande qui s'appliquent aux volumes non enlevés.

4.3.3 Contrat de vente de gaz

NCM et Kamine Beaver Falls ont conclu un contrat de vente en date du 30 juillet 1991, qui prendra effet le 1^{er} novembre 1993 et expirera le 1^{er} novembre 2008. Le contrat prévoit la fourniture d'une quantité journalière maximale («QJM») de $16 \times 10^6 \text{ pi}^3$ ($453,3 \times 10^3 \text{ m}^3$). Il est sujet à la condition voulant que l'on arrête les arrangements nécessaires en matière de transport et de financement, et obtienne les autorisations officielles requises au plus tard le 1^{er} novembre 1993. Kamine Beaver Falls a indiqué que le contrat a été négocié entre entreprises indépendantes; aucune disposition n'en prévoit la renégociation.

Kamine Beaver Falls est tenue d'enlever 80 % de la QJM pour ne pas avoir à payer des frais de stockage de réserves («FSR»). Ces derniers ont été fixés à 0,38 \$ US/GJ (0,40 \$ US/10⁶ Btu) et ils s'appliquent aux volumes qui manquent par rapport aux enlèvements convenus. À compter de 1994, les FSR seront majorés d'un montant égal à l'augmentation annuelle en pourcentage de l'indice des prix des producteurs pour le nord-est des États-Unis, que publie le ministère du Travail américain.

Kamine Beaver Falls est obligée d'acheter auprès de NCM tout le gaz dont elle a besoin.

Le contrat accorde à Kamine Beaver Falls la faculté d'augmenter ou de réduire la QJM de jusqu'à 10 %, un an après sa première commande de gaz, afin de tenir compte de la performance de la centrale de cogénération. Selon les témoignages présentés, la société pourra effectuer des ventes à des tiers aux termes de l'entente de nivellement qu'elle a conclue avec The Consumers' Gas Company Ltd., pour garantir l'enlèvement continu des volumes destinés à l'exportation, même si, contre toute attente, la centrale devait interrompre ses activités. Kamine Beaver Falls a indiqué que le contrat fournit amplement de preuves indiquant qu'elle maintiendra un niveau élevé de prise pendant la durée prévue du contrat.

Le prix contractuel comprend une composante-produit et le paiement des frais liés à la demande sur le réseau de NOVA qui s'appliquent aux volumes non enlevés (le cas échéant). Pour les ventes jusqu'à concurrence de la QJM, la composante-produit progressera suivant un barème déterminé, passant de 1,77 \$ US/GJ (1,86 \$ US/10⁶ Btu) en 1992 à 5,26 \$ US/GJ (5,54 \$ US/10⁶ Btu) en 2008. Kamine Beaver Falls a souligné que le barème des prix fixé pour le produit reflète une évaluation raisonnable par les parties de la situation future du marché du gaz et tient compte du prix des ventes à long terme d'électricité à Niagara Mohawk.

Kamine Beaver Falls serait tenue de payer les frais liés à la demande, exigés par NOVA, qui s'appliquent aux volumes non enlevés. Ces frais correspondraient à 1,2 fois la composante-demande mensuelle modifiée par un coefficient. Ce dernier tiendrait compte des livraisons totales, des volumes commandés mais non livrés et des volumes que NOVA a soustraits au paiement de la composante-demande.

Selon les estimations, le prix à marge garantie qui aurait eu cours au 1^{er} janvier 1992 en vertu du contrat, pour des ventes au point de livraison jusqu'à concurrence de la QJM, se serait établi à 2,04 \$ CAN/GJ (2,14 \$ CAN/10⁶ Btu).

4.3.4 Entente d'achat d'électricité

La vente proposée d'électricité à partir de la centrale de cogénération serait conforme à l'entente que Kamine Beaver Falls et Niagara Mohawk ont conclue le 21 août 1989 (modifiée depuis). L'entente, qui a reçu l'aval de la NYPSC, demeurera en vigueur pendant 25 ans, à compter de la date de mise en exploitation commerciale de la centrale.

La centrale de cogénération doit obligatoirement fonctionner, et l'acheteur ne peut en interrompre la production. Au départ, l'électricité sera livrée à Niagara Mohawk au coût de 6 cents US/kWh. Une fois franchis certains caps financiers, le prix sera calculé à un taux compris entre 90 % et 95 % du coût évité par Niagara Mohawk.

Niagara Mohawk pourrait suspendre ses achats auprès de la centrale de cogénération s'il lui était possible de produire de l'électricité pour moins cher qu'elle ne l'achète. Il lui faudrait toutefois obtenir au préalable l'autorisation de la NYPSC. L'on n'entrevoit aucune circonstance où une telle éventualité pourrait vraisemblablement se produire.

4.3.5 Entente de vente d'énergie thermique

La vente proposée d'énergie thermique se ferait conformément à une entente de 25 ans conclue entre Kamine Beaver Falls et SPI, dont les modalités figurent dans un énoncé des conditions en date du 9 août 1991. Aux termes de l'entente, SPI est tenue de prendre une quantité de vapeur suffisante pour que la centrale conserve sa qualité d'installation admissible de cogénération, suivant les critères établis par la FERC.

4.3.6 Autorisations officielles

Le 28 février 1992, NCM a demandé à l'OCRÉA et à Saskatchewan Energy and Mines («SEM») des permis d'enlèvement valables pour une période analogue à celle de la licence d'exportation demandée. SEM a depuis recommandé l'approbation de la demande de NCM. L'OCRÉA n'a pas encore rendu sa décision.

Kamine Beaver Falls a muni l'Office d'un double du décret de la FERC, rendu le 29 août 1991, qui reconnaissait la centrale comme installation admissible.

Les autorisations officielles qu'il reste à obtenir aux États-Unis sont l'accréditation par la NYPSC des installations supplémentaires de la St. Lawrence Gas et l'autorisation d'importation du DOE/FE. L'Office a maintenant autorisé la demande de TransCanada relative à ses installations en 1993-1994, laquelle prévoit la livraison du gaz visé par le projet d'exportation. Kamine Beaver Falls a accepté de tenir l'Office au courant de l'avancement des demandes d'autorisation en suspens.

4.4 Opinion de l'Office

L'Office constate que, même si son estimation des réserves établies de Kamine est supérieure à l'ensemble des engagements que cette dernière a contractés à l'égard de ses approvisionnements, ses prévisions de la capacité de production de Kamine laissent entrevoir des manques éventuels dès 1998. Toutefois, l'Office remarque que les producteurs ont chacun présenté une garantie d'exécution concernant la fourniture de leur part respective des volumes à exporter et qu'ils ont convenu de mettre en valeur ou d'acquérir de nouveaux approvisionnements en gaz afin d'honorer leurs engagements. NCO s'est portée garante des obligations de NCM et a soumis son bilan de l'offre et de la demande, bilan qui révèle un excédent de capacité de production pendant toute la période visée par le contrat. Par conséquent, l'Office est satisfait des arrangements pris par Kamine du point de vue de l'approvisionnement.

Kamine Beaver Falls a conclu des ententes de transport à l'égard de tous les gazoducs nécessaires. De plus, l'Office est convaincu que les modalités du contrat de vente de gaz permettront de recouvrer tous les frais fixes de transport au Canada.

L'Office juge, en outre, que les marchés décrits sont de nature à soutenir le projet d'exportation. Il note que l'acheteur d'électricité, Niagara Mohawk, a vu s'accroître dans les dernières années la demande d'électricité dans le territoire qu'il dessert. En outre, Kamine Beaver Falls a fait accréditer la centrale comme installation admissible de cogénération.

De l'avis de l'Office, les dispositions contractuelles prévoyant des frais en cas de prises insuffisantes et le paiement des frais liés à la demande de NOVA à l'égard des volumes manquants garantiront des niveaux de prise élevés aux termes du contrat de vente de gaz. L'Office remarque que la composante-produit augmentera suivant un barème prédéterminé, pendant toute la durée de la licence. L'Office estime que le contrat a toutes les chances de durer, car il s'appuie sur un marché assuré.

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

L'Office estime que la durée proposée de la licence est appropriée, compte tenu de la période de validité des contrats qui le sous-tendent et de l'approvisionnement en gaz disponible.

L'Office constate qu'il reste à obtenir le permis d'enlèvement demandé aux autorités albertaines, l'autorisation d'importation du DOE/FE et l'approbation de la NYPSC à l'égard des installations proposées de St. Lawrence Gas. L'Office n'entrevoit aucune difficulté à cet égard. L'Office note enfin qu'il a maintenant rendu publique sa décision d'approuver la demande de TransCanada concernant ses installations en 1993-1994, laquelle prévoit les moyens nécessaires pour assurer la livraison des volumes à exporter.

L'accord des producteurs est démontré par les contrats de vente conclus par les producteurs, lesquels s'engagent à affecter leurs réserves exclusivement à NCM, qui revendra le gaz à Kamine.

Enfin, l'Office trouve raisonnable d'indiquer le 29 mai 1996 comme date limitative dans la clause de temporisation.

4.5 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Kamine Beaver Falls, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence sont énoncées à l'annexe I, y compris une clause portant que la licence entrera en vigueur le 1^{er} novembre 1993 et expirera le 29 mai 1996, sauf si les exportations commencent au plus tard le 29 mai 1996, auquel cas la licence prendra fin le 31 octobre 2008.

Chapitre 5

Kamine Syracuse Cogen Co., Inc., à titre d'associé gérant de la Kamine/Besicorp Syracuse L.P

5.1 Résumé de la demande

Conformément à la partie VI de la Loi, la Kamine Syracuse Cogen Co., Inc., à titre d'associé gérant de la Kamine/Besicorp Syracuse L.P., a déposé le 27 avril 1992 une demande visant à obtenir une licence d'exportation de gaz naturel dont les modalités sont les suivantes :

Période	-	Du 1 ^{er} novembre 1993 au 31 octobre 2008.
Point d'exportation	-	Près de Chippawa (Ontario)
Quantité journalière maximale	-	461,7 x 10 ³ m ³ (16,3 x 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	168,5 x 10 ⁶ m ³ (5,9 x 10 ⁹ pi ³)
Quantité totale maximale	-	2 506,8 x 10 ⁶ m ³ (88,5 x 10 ⁹ pi ³)
Écart admissible	-	10 % par jour. - Toute quantité autorisée dont l'exportation ne survient pas au cours d'une année donnée pourra être exportée pendant le reste de la période visée par la licence.

Le gaz qu'il est proposé d'exporter proviendrait de gisements situés en Saskatchewan et en Alberta qui appartiennent en propre à NCM ou qui lui sont affectés sous contrat. Il serait transporté en Alberta par le gazoduc de NOVA en vue de sa livraison au réseau de TransCanada, près d'Empress (Alberta). Le gaz provenant de la Saskatchewan serait acheminé par le réseau de TransGas jusqu'aux interconnexions avec le réseau de TransCanada.

TransCanada transporterait le gaz jusqu'à la frontière internationale, près de Chippawa (Ontario). De là, il serait acheminé par le réseau de la compagnie Empire State Pipeline («Empire») et celui de Niagara Mohawk, pour être finalement livré à la centrale de cogénération projetée.

La centrale serait implantée sur les terrains du New York State Fair («NYSF») dans le village de Solvay (New York). L'électricité et la vapeur produites par la centrale seraient vendues à Niagara Mohawk et au NYSF, respectivement.

5.2 Approvisionnement en gaz

NCM assurera l'approvisionnement en gaz de Kamine Syracuse. Les réserves mises à la disposition de Kamine sont examinées dans la section 4.2 des présents Motifs de décision.

5.3 Marché, ententes commerciales et autorisations officielles

5.3.1 Marché

Le gaz destiné à l'exportation servirait à approvisionner une centrale de cogénération au gaz naturel de 79,9 MW, dont la Kamine/Besicorp Syracuse L.P. serait à la fois propriétaire et exploitant.

Niagara Mohawk, l'acheteur d'électricité, est le deuxième service d'électricité en importance dans l'État de New York. La société dessert plus de 1,4 million de consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels, et la demande de pointe dépasse les 6 200 MW. Les villes de Buffalo, de Syracuse, d'Albany et de Watertown constituent ses quatre principaux marchés. Watertown est un nouveau grand centre de croissance.

Ces dernières années, Niagara Mohawk a vu s'amenuiser annuellement la quantité d'électricité qu'elle pouvait obtenir auprès de la Power Authority of the State of New York. Conjugée à l'accroissement de la demande, cette situation a obligé Niagara Mohawk à chercher d'autres sources d'approvisionnement en électricité.

Kamine Syracuse a indiqué que l'expérience qu'elle a acquise dans des projets de cogénération antérieurs lui permet de prévoir que la centrale fonctionnera à 92 % de sa capacité, en moyenne, pendant toute durée du projet.

Pour ce qui est du financement du projet, des emprunts ont été contractés auprès de créanciers de second rang, et les négociations se poursuivent en vue d'emprunts auprès de créanciers de premier rang.

5.3.2 Transport

Le gaz en provenance de l'Alberta serait acheminé par le réseau de NOVA jusqu'à Empress (Alberta), là où Kamine Syracuse en prendrait livraison. Le gaz provenant de la Saskatchewan serait transporté par le réseau de TransGas jusqu'à son interconnexion avec le réseau de TransCanada, mais il serait réputé avoir été livré à Empress (Alberta).

NCM et les producteurs avec lesquels elle a conclu des contrats d'achat de gaz disposent d'un service de transport garanti sur les réseaux de NOVA et de TransGas. Kamine Syracuse a signé des ententes préalables de service garanti avec TransCanada, Empire et Niagara Mohawk, lesquelles portent sur des périodes de plus de 15 ans. Au cours de l'instance GHR-1-92, l'Office a autorisé TransCanada à construire le prolongement Blackhorse, qui reliera son réseau actuel à celui d'Empire. TransCanada a prévu dans sa demande relative à ses installations pour 1993-1994 les autres immobilisations dont elle doit doter son réseau.

Kamine Syracuse est directement responsable de tous les frais de transport sur le réseau de TransCanada, NCM est tenue de payer tous les frais associés au transport par NOVA et TransGas, mais le contrat de vente lui permet de recouvrer auprès de Kamine Syracuse les frais liés à la demande qui s'appliquent aux volumes non enlevés.

5.3.3 Contrat de vente de gaz

NCM et Kamine Syracuse ont conclu un contrat de vente en date du 30 juillet 1991, qui prendra effet le 1^{er} novembre 1993 et expirera le 1^{er} novembre 2008. Le contrat de vente prévoit la fourniture d'une quantité journalière maximale («QJM») de $16 \times 10^6 \text{ pi}^3$ ($453,3 \times 10^3 \text{ m}^3$). Le contrat est sujet à la prise des arrangements nécessaires en matière de transport et de financement, et à l'obtention des autorisations officielles requises au plus tard le 1^{er} novembre 1993. Kamine Syracuse a indiqué que le contrat a été négocié entre entreprises indépendantes; aucune disposition n'en prévoit la renégociation.

Kamine Syracuse est tenue d'enlever 80 % de la QJM pour ne pas avoir à payer des frais de stockage de réserves («FSR»). Ces derniers ont été fixés à 0,38 \$ US/GJ (0,40 \$ US/10⁶ Btu) et ils s'appliquent aux volumes qui manquent par rapport aux enlèvements convenus. À compter de 1994, les FSR seront majorés d'un montant égal à l'augmentation annuelle en pourcentage (publiée par le ministère du Travail des États-Unis) de l'indice des prix des producteurs pour le nord-est américain.

Entre le 1^{er} novembre 1993 et le 1^{er} novembre 1994, Kamine Syracuse a la faculté d'augmenter ou de réduire la QJM d'au plus 10 %, pour ajuster ses commandes de gaz à la performance de la centrale de cogénération. Le contrat prévoit aussi la vente à des tiers de quantités ne dépassant pas la QJM, afin de maximiser les enlèvements des volumes à exporter. Kamine Syracuse a indiqué que le contrat fournit amplement de preuves démontrant qu'elle maintiendra un niveau élevé de prise pendant toute la durée prévue.

Le prix contractuel comprend une composante-produit et les frais liés à la demande exigés par NOVA qui se rapportent aux volumes non enlevés. Pour les ventes jusqu'à concurrence de la QJM, la composante-produit progressera suivant un barème déterminé, passant de 1,77 \$ US/GJ (1,86 \$ US/10⁶ Btu) en 1992 à 5,26 \$ US/GJ (554 \$ US/10⁶ Btu) en 2008. Kamine Syracuse a souligné que le barème prédéterminé de la composante-produit reflète une évaluation raisonnable par les parties des futures conditions du marché du gaz et tient compte du prix des ventes à long terme d'électricité à Niagara Mohawk.

Kamine Syracuse serait tenue de payer les frais liés à la demande de NOVA pour les volumes non enlevés. Ces frais correspondraient à 1,2 fois la composante-demande mensuelle modifiée par un coefficient. Ce dernier tiendrait compte des livraisons totales, des volumes commandés mais non livrés et des volumes que NOVA a soustraits au paiement de la composante-demande.

Selon les estimations, le prix à marge garantie qui aurait eu cours au 1^{er} janvier 1992 en vertu du contrat, pour des ventes au point de livraison jusqu'à concurrence de la QJM, se serait établi à 2,04 \$ CAN/GJ (2,14 \$ CAN/10⁶ Btu).

5.3.4 Entente d'achat d'électricité

La vente à Niagara Mohawk de l'électricité produite par la centrale de cogénération serait conforme à l'entente conclue le 4 décembre 1987. L'entente, qui a reçu l'aval de la NYPSC, demeurera en vigueur pendant 25 ans, à compter de la date de mise en exploitation commerciale de la centrale.

La centrale de cogénération doit obligatoirement fonctionner, et l'acheteur ne peut en interrompre la production. Au départ, l'électricité sera livrée à Niagara Mohawk au coût de 6 cents US/kWh. Une fois franchis certains caps financiers, le prix sera calculé à un taux compris entre 90 % et 95 % du coût évité par Niagara Mohawk.

Niagara Mohawk pourrait suspendre ses achats auprès de la centrale de cogénération s'il lui était possible de produire de l'électricité pour moins cher qu'elle ne l'achète. Il lui faudrait toutefois obtenir au préalable l'autorisation de la NYPSC. L'on n'entrevoit pas de circonstances où une telle éventualité pourrait vraisemblablement se produire.

5.3.5 Entente de vente d'énergie thermique

La vente proposée d'énergie thermique se ferait conformément à l'entente en date du 9 août 1991 conclue entre Kamine Syracuse et le NYSF. L'entente porte sur une période de 15 ans et elle peut être prorogée, au choix de Kamine Syracuse. La quantité de vapeur utilisée par le NYSF sera suffisante pour que la centrale conserve sa qualité d'installation admissible de cogénération, suivant les critères établis par la FERC.

5.3.6 Autorisations officielles

Le 28 février 1992, NCM a demandé à l'OCRÉA et à SEM des permis d'enlèvement d'énergie valables pour une période analogue à celle de la licence d'exportation demandée. SEM a depuis recommandé l'approbation de la demande de NCM. L'OCRÉA n'a pas encore rendu sa décision.

Kamine Syracuse a fait savoir à l'Office que la FERC a accrédité la centrale comme installation admissible le 13 janvier 1992. Le 8 janvier 1992, la société a demandé au DOE/FE une autorisation d'importation pour une période de 15 ans.

Empire a obtenu l'approbation de la NYPSC à l'égard de ses installations pipelinères.

L'Office a maintenant autorisé la demande de TransCanada relative à ses installations en 1993-1994, laquelle prévoyait la livraison des quantités visées par le projet d'exportation.

5.4 Opinion de l'Office

L'Office constate que même si son estimation des réserves établies de Kamine est supérieure à l'ensemble des engagements que cette dernière a contractés à l'égard de ses approvisionnements, ses prévisions de la capacité de production de Kamine laissent entrevoir des manques éventuels dès 1998. L'Office remarque toutefois que les producteurs en cause ont présenté une garantie d'exécution

concernant la fourniture de leur part respective des volumes à exporter et qu'ils ont également convenu de mettre en valeur ou d'acquérir de nouveaux approvisionnements en gaz afin d'honorer leurs engagements. NCO s'est portée garante des obligations de NCM et a soumis son bilan de l'offre et de la demande, bilan qui révèle un excédent de capacité de production pendant toute la période visée par le contrat. Par conséquent, l'Office est satisfait des arrangements pris par Kamine du point de vue de l'approvisionnement.

Kamine Syracuse a conclu des ententes de transport à l'égard de tous les gazoducs nécessaires. De plus, l'Office est convaincu que les modalités du contrat de vente de gaz sont telles qu'elles permettront de recouvrer tous les frais fixes de transport au Canada.

L'Office juge, en outre, que les marchés décrits sont de nature à soutenir le projet d'exportation. Il note que l'acheteur d'électricité, Niagara Mohawk, a vu s'accroître dans les dernières années la demande d'électricité dans le territoire qu'il dessert.

De l'avis de l'Office, les dispositions contractuelles prévoyant des frais à payer en cas de prises insuffisantes et le paiement des frais liés à la demande sur le réseau de NOVA à l'égard des volumes manquants garantiront des niveaux de prise élevés en vertu du contrat de vente de gaz. L'Office remarque que la composante-produit augmentera suivant un barème prédéterminé, pendant la durée de la licence. L'Office estime que le contrat a toutes les chances de durer, car il s'appuie sur un marché assuré.

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

L'Office constate qu'il reste à obtenir le permis d'enlèvement demandé aux autorités albertaines et l'autorisation d'importation du DOE/FE. L'Office se rend compte que les formalités relatives à ces demandes progressent bien et n'entrevoit aucune difficulté à cet égard. L'Office note également qu'il a maintenant rendu publique l'approbation de la demande de TransCanada concernant ses installations en 1993-1994, laquelle prévoyait les moyens nécessaires pour assurer la livraison des volumes à exporter.

L'accord des producteurs est démontré par les contrats de vente conclus par les producteurs, qui s'engagent à affecter leurs réserves exclusivement à NCM, qui revendra le gaz à Kamine.

L'Office estime que la durée proposée de la licence est appropriée, compte tenu de la période de validité des contrats qui le sous-tendent et de l'approvisionnement en gaz disponible.

Pour ce qui est de la demande de Kamine Syracuse voulant que l'Office autorise un écart admissible qui lui permette de reporter à une année subséquente une quantité autorisée qu'elle n'aurait pas exportée au cours d'une année donnée, l'Office, en réponse à de telles requêtes, a toujours prévu des écarts d'exploitation admissibles, journaliers et annuels, afin de tenir compte des différences dues à des facteurs opérationnels ou aux instruments de mesure. Ces écarts admissibles ne sont pas conçus pour le rattrapage de volumes non enlevés. L'Office est néanmoins disposé à autoriser un écart annuel de 2 %, au lieu de celui qui a été demandé.

5.5 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Kamine Syracuse, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence sont énoncées à l'annexe I, y compris une clause portant que la licence entrera en vigueur le 1^{er}

Chapitre 6

Western Gas Marketing Limited Exportation de gaz destiné à la Hadson Power Partners of Rensselaer

6.1 Résumé de la demande

Le 12 mars 1992, la Western Gas Marketing Limited a demandé une licence d'exportation de gaz naturel, conformément à la partie VI de la Loi, en vue de la vente de gaz à la Hadson Power Partners of Rensselaer. Voici les modalités de la licence demandée :

Période	-	15 ans, à compter de la date de la première livraison.
Point d'exportation	-	Niagara Falls (Ontario)
Quantité journalière maximale	-	509,9 x 10 ³ m ³ (18 x 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	186,6 x 10 ⁶ m ³ (6,6 x 10 ⁹ pi ³)
Quantité totale maximal	-	2 800 x 10 ⁶ m ³ (98,8 x 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année.

Western Gas a demandé que l'échéance de mars 1995 soit indiquée comme date limitative dans la clause de temporisation de sa licence d'exportation. Une des dispositions de l'entente d'achat d'électricité prévoit que la mise en service de la centrale de cogénération pourra être reportée d'un an, soit du 12 septembre 1993 au 12 septembre 1994. À compter de ce moment-là, la seule chose susceptible de retarder l'entrée en exploitation commerciale de la centrale serait le fait que Niagara Mohawk n'aurait pas achevé la construction des lignes de transport de l'électricité requises. Western Gas a indiqué que Niagara Mohawk pourrait réaliser ces travaux en six mois et qu'elle préférerait donc que l'on retienne le mois de mars 1995 comme échéance.

Le gaz qu'il est proposé d'exporter en vue de sa vente à Hadson proviendrait de gisements situés en Alberta. Il serait transporté par le gazoduc de NOVA jusqu'à la frontière albertaine, à Empress. De là, TransCanada le livrerait à Niagara Falls (Ontario), le point d'exportation. À partir de la frontière internationale, le gaz serait transporté par les réseaux de la National Fuel Gas Supply Corporation («National Fuel»), de la CNG Transmission Corporation («CNG») et de Niagara Mohawk, et finalement livré à l'installation de cogénération située à Rensselaer, dans l'État de New York. Niagara Mohawk achèterait l'électricité, tandis que l'énergie thermique serait vendue à la BASF Corporation («BASF»).

6.2 Approvisionnement en gaz

L'examen des approvisionnements en gaz présenté ci-dessous vaut pour les trois demandes de Western Gas entendues au cours de l'audience GH-5-92, demandes qui sont exposées aux chapitres 6, 7 et 8 du présent document.

Dans le cadre de ses demandes actuelles, Western Gas s'est appuyée essentiellement sur l'analyse des approvisionnements en gaz qu'elle a fournie à l'Office pour les fins des instances GH-5-89 et GH-3-91. La société a toutefois actualisé cette analyse en fonction d'estimations révisées de ses réserves établies et des changements intervenus dans son portefeuille de contrats avec les producteurs.

Au moment d'examiner les approvisionnements sur lesquels reposent les demandes actuelles de Western Gas, l'Office s'est fondé sur l'analyse exhaustive qu'il a déjà faite des données relatives à l'approvisionnement présentées au cours de l'instance GH-5-89. Reconnaissant que les sources d'approvisionnement du demandeur sont restées essentiellement les mêmes, l'Office n'a pas jugé nécessaire de réexaminer en détail les réserves et la capacité de production de la Western Gas.

L'on trouvera dans les Motifs de décision GH-5-89 et GH-3-91 le détail de l'analyse antérieurement faite par l'Office.

6.2.1 Contrats d'approvisionnement et réserves

Au 31 décembre 1991, Western Gas a évalué ses réserves établies à $501 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($17,8 \times 10^{12} \text{ pi}^3$). La différence entre cette estimation et celle qui a été fournie pendant l'instance GH-3-91, soit une baisse de $38 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($1,1 \times 10^{12} \text{ pi}^3$), tient principalement à la production survenue au cours de 1991 et à de légers changements dans les estimations des réserves visant plus de 300 réservoirs. Les prévisions que la société avait présentées au cours de l'instance GH-5-89 au sujet de la résiliation de contrats d'approvisionnement avec des producteurs ont été mises à jour à la lumière des avis de résiliation de contrats qu'elle a reçus en 1990 et 1991.

6.2.2 Capacité de production

Western Gas a fourni des prévisions de sa capacité de production qui reflètent ses estimations les plus récentes de ses réserves établies et tiennent compte également des avis de résiliation de contrats reçus des producteurs à la date de l'audience. Les prévisions fournies en l'espèce ressemblent à celles que la société a déposées aux cours de l'instance GH-5-89.

L'Office constate que si l'on tient compte des derniers renseignements sur la résiliation des contrats de producteurs, de la baisse légère des besoins liés au marché intérieur et de l'accroissement des engagements en matière de ventes à l'exportation, ce qui comprend les exportations proposées dans les demandes actuelles, l'effet combiné de ces changements sur ses prévisions antérieures de la capacité de production de Western Gas demeure négligeable. L'Office s'est donc appuyé sur l'analyse de la capacité de production qu'il a effectuée aux fins de l'instance GH-5-89. À ce moment-là, l'Office avait établi que Western Gas disposerait d'un approvisionnement suffisant pour répondre à ses obligations

contractuelles, même en supposant que le taux de résiliation des contrats de producteurs demeure élevé.

Western Gas a déclaré que Hadson jouit de la même priorité d'accès à ses approvisionnements que celle qui est accordée aux termes de ses autres contrats de vente à long terme. Selon ces derniers, Western Gas ne peut pas conclure de nouveaux arrangements de vente, ou renouveler des ententes existantes, si le ratio de ses réserves restantes prévues par rapport à sa production («RR/P») est inférieur à dix pour une année quelconque dans une période de prévision de cinq ans. Cette période est redéfinie à la suite de chaque année contractuelle. D'après les estimations courantes de Western Gas, le ratio RR/P s'établit à 14,9 pour la dernière année comprise dans sa période de prévision.

6.3 Marché, ententes commerciales et autorisations officielles

6.3.1 Marché

Le gaz destiné à l'exportation serait acheté par Hadson pour alimenter une centrale de cogénération au gaz naturel de 79 MW, située à Rensselaer (New York). La centrale fournirait de l'électricité à Niagara Mohawk et de la vapeur à BASF, un fabricant de produits chimiques et de produits spéciaux.

La centrale serait exploitée de façon intermittente, sous la direction de Niagara Mohawk, en fonction de critères d'efficacité économique. Selon une étude indépendante de la gestion projetée de l'installation, celle-ci fonctionnerait à 82 % de sa capacité pendant sa première année d'exploitation et à un taux de capacité plus élevé dans les années subséquentes.

Hadson a entamé les travaux de construction le 2 mars 1992; le 30 juin 1992, elle a obtenu des prêts à la construction et des prêts à long terme pour financer le projet.

Hadson a passé une entente de nivellement avec Niagara Mohawk, selon laquelle le gaz qui lui est destiné pourra être réacheminé vers le réseau de Niagara Mohawk pendant les pointes de l'hiver. Le contrat limite la fréquence de ces transferts à 35 jours par année.

6.3.2 Transport

Le gaz à exporter serait collecté en Alberta et transporté jusqu'à Empress par le réseau de NOVA, en vertu d'arrangements de transport qui existent déjà entre TransCanada et NOVA. Western Gas l'acheminerait ensuite jusqu'à Niagara Falls (Ontario), conformément à son contrat de transport renouvelable avec TransCanada. Hadson prendrait livraison du gaz à la frontière internationale et l'acheminerait jusqu'à Ellisburg (Pennsylvanie) par le réseau de National Fuel, aux termes d'un contrat en date du 13 janvier 1992. CNG prendrait le gaz à Ellisburg et le transporterait jusqu'à un ou plusieurs points de livraison dans le réseau de Niagara Mohawk. CNG et Hadson ont convenu de ce service de transport dans une entente signée le 1^{er} octobre 1991. Enfin, Niagara Mohawk acheminerait le gaz jusqu'à l'interconnexion avec la centrale de cogénération, aux termes d'une entente en date du 20 décembre 1991. Chacun des contrats susmentionnés porte sur une période de 20 ans.

Le transport des volumes à exporter suppose l'extension d'un certain nombre de gazoducs. C'est ainsi que Niagara Mohawk construira une conduite de 2,5 milles de long pour relier son réseau à la nouvelle centrale. National Fuel, quant à elle, prévoit ajouter des équipements de compression pour accroître ses débits, ce qui lui permettra de desservir Hadson et d'autres nouveaux clients. Enfin, CNG doit prolonger son réseau sous le fleuve Hudson dans l'État de New York, travaux qu'elle compte achever en 1993-1994. Le réseau de TransCanada n'a pas besoin d'installations supplémentaires.

6.3.3. Contrat de vente de gaz

Western Gas et Hadson ont conclu un contrat en date du 20 septembre 1990. Le contrat, qui porte sur 15 ans, prendra effet à la plus avancée des deux dates suivantes : le 1^{er} février 1994 ou la date de début des livraisons. Hadson peut faire proroger le contrat de cinq ans. Le contrat est sujet à l'obtention des autorisations officielles nécessaires au Canada et aux États-Unis, au plus tard le 1^{er} septembre 1993. En outre, il faut que les conditions suivantes soit remplies au plus tard le 1^{er} septembre 1992 : conclusions d'ententes pour le transport en aval de Niagara Falls (Ontario), réception des fonds nécessaires pour la construction et obtention d'un engagement en vue du financement sans recours à long terme de la centrale. Les modalités de transport et les arrangements financiers étaient déjà en place au moment de l'audience.

Si Hadson devait fournir d'autres garanties financières et qu'elle n'était pas en mesure de le faire, Western Gas pourrait résilier le contrat de vente de gaz. De plus, chacune des parties peut mettre fin au contrat si la centrale n'entre pas en exploitation commerciale avant le 12 septembre 1994. Western Gas a indiqué qu'il est peu probable que l'on invoque cette disposition, car la centrale est en cours de construction.

Le contrat stipule une quantité contractuelle journalière («QCJ») de $509,9 \times 10^3 \text{ m}^3$ ($18,0 \times 10^6 \text{ pi}^3$). Des quantités dépassant la QCJ peuvent être achetées, à des prix négociés et aux termes d'un service interruptible, sous réserve des autorisations accordées.

Le prix contractuel prévoit une tarification en trois parties, comprenant une composante-demande mensuelle, des frais de transport variables et une composante-produit. La composante-demande mensuelle correspond au produit obtenu en multipliant la QCJ par le tarif de la demande exigé par NOVA et TransCanada, y compris les redevances supplémentaires touchant la pression de livraison. Hadson doit payer la composante-demande indépendamment des volumes de gaz réellement commandés. Les frais de transport variables sont égaux à la somme des droits liés au produit sur les réseaux de NOVA et de TransCanada, et du coût du gaz combustible.

La composante-produit se définit comme le produit de $1,44 \times \text{US/GJ}$ ($1,52 \text{ \$ US}/10^6 \text{ Btu}$) et d'un facteur d'indexation du prix du produit. Ce facteur est un indice constitué des prix moyens pondérés du mazout n° 6 vendu au port de New York et du gaz naturel acheté par Niagara Mohawk. Le coefficient de pondération affecté à ces combustibles dépend de l'utilisation que Niagara Mohawk en fait dans ses propres centrales. Toutefois, la pondération donnée au gaz ne peut être inférieure à 75 %.

Si Hadson commande moins que la quantité annuelle minimale («QAM») dans une année donnée, il lui faut payer des frais d'insuffisance de prise, c'est-à-dire un montant égal à 13 % de la composante-

produit moyenne qui avait cours pendant l'année, multiplié par la différence entre les commandes réelles et la QAM. La QAM correspond à 70 % de la quantité contractuelle annuelle («QCA») dans la première année, et passe à 85 % de la QCA dans la cinquième année et les suivantes.

Si la centrale n'entre pas en service le 1^{er} février 1994 ou avant, Hadson doit payer des frais de réservation de transport à Western Gas pour chaque mois où elle n'achète pas de gaz. De cette façon, Western Gas pourra recouvrer de Hadson 50 % du tarif de la demande perçu par TransCanada jusqu'à l'entrée en exploitation commerciale de la centrale.

Selon les estimations de Western Gas, le prix qui aurait eu cours à la frontière albertaine aux termes du contrat, au 1^{er} janvier 1992, se serait établi à 1,72 \$ CAN/GJ (1,81 \$ CAN/10⁶ Btu).

La composante-produit et l'indice des prix peuvent être renégociés annuellement à la demande de l'une ou l'autre des parties. Faute d'un accord, l'on pourra recourir à l'arbitrage exécutoire. Si Niagara Mohawk trouve inacceptable la composante-produit résultant des négociations, Hadson et Western Gas doivent alors se soumettre à l'arbitrage exécutoire. Tout processus de renégociation ou d'arbitrage aurait pour but de fixer une composante-produit qui, d'une part, assurerait un revenu net comparable à celui dont les producteurs canadiens bénéficient aux termes de contrats à long terme similaires et qui, d'autre part, permettrait vraisemblablement d'exploiter la centrale de cogénération pendant au moins 7 446 heures par année. La méthode de tarification de la demande et du produit, et ses éléments constitutifs, ne sont pas renégociables ou sujets à l'arbitrage.

Si Western Gas ne livre pas tous les volumes commandés, Hadson peut acheter la différence auprès d'un autre fournisseur. Western Gas doit alors dédommager Hadson de tous frais supplémentaires résultant de l'achat.

6.3.4 Entente d'achat d'électricité

La vente proposée de l'électricité délivrée par la centrale de cogénération se fera conformément à la dernière version modifiée, en date du 24 janvier 1991, de l'entente d'achat d'électricité que Hadson et Niagara Mohawk ont conclue le 23 décembre 1987. L'entente porte sur 25 ans et prend effet à la date d'entrée en exploitation commerciale de la centrale.

Niagara Mohawk dirigerait l'exploitation de la centrale selon des critères d'efficacité économique. La tarification de l'électricité vendue reposerait sur la somme de quatre composantes, à savoir les frais de capacité, le coût de l'énergie, les frais de transport du combustible et les coûts d'exploitation et d'entretien. Si la FERC révoque l'accréditation de la centrale comme installation admissible («IA») de cogénération, Hadson doit lui demander d'approuver l'entente d'achat d'électricité. De plus, en cas de révocation de la cote d'IA, le tarif payé à Hadson pour l'électricité serait réduit de 15 %.

La NYPSC a donné son aval à l'entente d'achat d'électricité.

6.3.5 Entente de vente d'énergie thermique

La vente proposée d'énergie thermique serait conforme à une entente en date du 22 février 1991 intervenue entre BASF et Hadson. L'entente vise une période de 15 ans, à compter de la date d'entrée en exploitation commerciale de la centrale de cogénération. Elle peut être prorogée par tranches de 5 ans, jusqu'à concurrence d'une période de 30 ans.

BASF doit accepter une quantité de vapeur égale à la plus élevée des deux valeurs suivantes : 110 millions de livres de vapeur ou la quantité annuelle de vapeur requise pour que la centrale conserve sa qualité d'installation admissible, suivant les critères de la FERC.

6.3.6 Autorisations officielles

Le DOE/FE a accordé une autorisation d'importation le 6 août 1992. La FERC a approuvé le projet de construction de CNG le 13 septembre 1990, et CNG a demandé la prolongation de cette approbation. La FERC n'a pas encore rendu de décision à l'égard de la demande que National Fuel a déposée le 16 avril 1992 relativement à l'accroissement de la puissance de compression de son réseau. Le 7 juillet 1992, la NYPSC a autorisé la construction de la conduite d'interconnexion entre le réseau de Niagara Mohawk et la centrale de cogénération.

Le gaz sera sorti de l'Alberta aux termes du permis d'enlèvement GR 91-9 accordé par l'OCRÉA. La Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta («CCPA») a délivré une attestation d'appui des producteurs le 31 juillet 1991.

6.4 Opinion de l'Office

L'Office a établi à sa satisfaction que Western Gas dispose d'un approvisionnement en gaz suffisant pour répondre à ses engagements contractuels actuels, sur le marché intérieur et à l'étranger, ce qui comprend les exportations destinées à Hadson.

L'Office constate que des dispositions ont été prises pour le transport sur tous les gazoducs nécessaires. De plus, il est convaincu que la composante-demande du prix permettra de recouvrer tous les frais fixes associés au transport au Canada du gaz à exporter.

L'Office est d'avis que la formule d'établissement du prix de la composante-produit, qui tient compte du prix du mazout n° 6 et du prix du gaz naturel acheté par Niagara Mohawk, assurera une corrélation continue entre la composante-produit et les conditions changeantes du marché. L'Office estime, en outre, que les dispositions contractuelles exigeant le paiement des frais liés à la demande, indépendamment du niveau des enlèvements, et le paiement de frais de réservation en cas d'enlèvements inférieurs à 85 % de la QCJ dans une année donnée, ainsi que le caractère concurrentiel de la composante-produit, garantiront des niveaux de prise élevés aux termes du contrat. L'Office trouve que le contrat est susceptible de durer, en raison d'un marché assuré.

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

L'Office juge que la durée proposée de la licence est appropriée, compte tenu de la période de validité des contrats qui le sous-tendent et de l'approvisionnement en gaz disponible.

L'Office constate que l'autorisation d'importation voulue, le permis d'enlèvement de la province et l'attestation d'appui des producteurs ont été obtenus. En outre, les demandes concernant les installations pipelinières ont été approuvées ou sont en bonne voie.

Enfin, l'Office estime que la date limitative du 31 mars 1995 est raisonnable.

6.5 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Western Gas, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence sont énoncées à l'annexe I, y compris une clause portant que la licence entrera en vigueur à la date de début des livraisons et expirera le 31 mars 1995, sauf si les exportations commencent au plus tard le 31 mars 1995, auquel

Chapitre 7

Western Gas Marketing Limited Exportation de gaz destiné à la Michigan Consolidated Gas Company

7.1 Résumé de la demande

Le 20 avril 1992, la Western Gas Marketing Limited a demandé une licence d'exportation de gaz naturel, conformément à la partie VI de la Loi, en vue de la vente de gaz à la Michigan Consolidated Gas Company. Voici les modalités de la licence demandée :

Période	-	Du 1 ^{er} juin 1992 au 31 octobre 1996.
Point d'exportation	-	Emerson (Manitoba)
Quantité journalière maximale	-	906,5 x 10 ³ m ³ (32,0 x 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	331,8 x 10 ⁶ m ³ (11,7 x 10 ⁹ pi ³)
Quantité totale maximale	-	1 466 x 10 ⁶ m ³ (51,7 x 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année.

Le gaz qu'il est proposé d'exporter en vue de sa vente à MichCon proviendrait de gisements situés en Alberta. Il serait transporté par le gazoduc de NOVA jusqu'à la frontière albertaine, à Empress. De là, TransCanada le livrerait à Emerson (Manitoba), le point d'exportation. À partir de la frontière internationale, le gaz serait transporté par le réseau de la Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership («GLGT») et finalement livré à divers endroits dans le territoire desservi par MichCon.

7.2 Approvisionnement en gaz

L'approvisionnement en gaz de Western Gas est examiné à la section 6.2 du présent document

7.3 Marché, ententes commerciales et autorisations officielles

7.3.1 Marché

Le gaz destiné à l'exportation serait vendu à MichCon, un service public assurant la transmission, le stockage et la distribution du gaz naturel, en vue d'approvisionner son réseau. Grâce à une ordonnance d'exportation à court terme accordée par l'Office, les livraisons de gaz ont déjà commencé en vertu du contrat de vente sur lequel s'appuie la présente demande de licence.

Le marché de MichCon comprend Detroit, Grand Rapids et diverses autres localités. Les exportations proposées lui permettraient d'approvisionner également des endroits comme Sault Saint Marie, Rudyard et Pellston, que seul le réseau de GLGT peut desservir.

MichCon approvisionne plus d'un million de clients résidentiels, commerciaux et industriels. Selon les prévisions, le volume de ses ventes passera de $5\,713,7 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($201,7 \times 10^9 \text{ pi}^3$) en 1992 à $6\,005,7 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($212 \times 10^9 \text{ pi}^3$) en 1996, soit une augmentation de quelque 5 %. MichCon attribue cette croissance à l'augmentation attendue de sa clientèle résidentielle. La croissance envisagée du marché résidentiel compensera largement le recul prévu de ses ventes aux consommateurs commerciaux et industriels, recul du à la transition de certains clients à un service limité au transport seulement.

MichCon obtient ses approvisionnements en gaz de diverses sources et zones géographiques. Les exportations proposées représentent environ 5 % de l'ensemble de ses besoins prévus.

MichCon prévoit acheter à Western Gas 100 % des quantités de gaz convenues au contrat. Cette prévision se fonde sur les besoins de son marché et sur les approvisionnements dont MichCon dispose aux termes de contrats.

7.3.2 Transport

Le gaz à exporter serait collecté en Alberta et transporté jusqu'à Empress par le réseau de NOVA, en vertu des arrangements de transport qui existent déjà entre TransCanada et NOVA. Western Gas le transporterait ensuite jusqu'à Emerson (Manitoba), conformément à son contrat de transport renouvelable avec TransCanada. MichCon prendrait livraison du gaz à la frontière internationale. GLGT assurerait le transport garanti de $849,8 \times 10^3 \text{ m}^3$ ($30 \times 10^6 \text{ pi}^3$) de gaz par jour conformément à un contrat qui expire le 1^{er} novembre 2011.

Le transport des exportations proposées n'exige pas de nouvelles installations pipelinaires.

7.3.3 Contrat de vente de gaz

Le 1^{er} septembre 1991, Western Gas et MichCon ont conclu un contrat de vente de gaz d'une durée de 5 ans, qui est entré en vigueur le 1^{er} novembre 1991. Il prévoit la fourniture d'une QCJ de $849,8 \times 10^3 \text{ m}^3$ ($30 \times 10^6 \text{ pi}^3$) de gaz, mais MichCon peut acheter jusqu'à $56,7 \times 10^3 \text{ m}^3$ ($2,0 \times 10^6 \text{ pi}^3$) de gaz de plus, selon le service interruptible, pour répondre aux besoins quotidiens en gaz combustible sur le réseau de GLGT. Selon Western Gas, il est fort probable que les livraisons interruptibles auront lieu, étant donné que le prix du gaz en question serait plus élevé que le cours du disponible, et le transport pourra être assuré dans la mesure où le débit d'acheminement de ses autres exportations à partir d'Emerson est inférieur à 100 % des volumes convenus. Le contrat est sujet à l'obtention de toutes les autorisations à long terme nécessaires, au Canada et aux États-Unis.

Le contrat prévoit une tarification en trois parties, comprenant une composante-demande mensuelle, une composante-produit et des frais en cas d'insuffisance de prise. La composante-demande mensuelle correspond au produit de la QCJ et des droits exigés sur les réseaux de NOVA et de TransCanada, y

compris les redevances supplémentaires touchant la pression de livraison. La composante-demande doit être payée, indépendamment des quantités que MichCon a réellement commandées.

La composante-produit se définit comme la différence entre le prix-indice moyen pondéré du gaz de l'Oklahoma et de la Louisiane livré à Detroit et les frais liés à la demande sur les réseaux de GLGT, de TransCanada et de NOVA. Des coefficients de pondération de 70 % et de 30 % sont affectés au gaz provenant de gisements à terre en Louisiane et en Oklahoma, respectivement.

Si MichCon commande moins que $20,4 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($720,0 \times 10^6 \text{ pi}^3$) dans un mois donné, il lui faut payer des frais d'insuffisance de prise à Western Gas, c'est-à-dire un montant égal à 20 % de la composante-produit mensuelle, multiplié par la différence entre les commandes réelles et la quantité que Hadson avait convenu d'acheter.

Selon les estimations de Western Gas, le prix qui aurait eu cours à la frontière albertaine aux termes du contrat, au 1^{er} janvier 1992, se serait établi à 1,637 \$ CAN/GJ (1,72 \$ CAN/ 10^6 Btu).

Si Western Gas ne livre pas tous les volumes commandés, MichCon peut acheter ce qui manque auprès d'un autre fournisseur. Western Gas sera alors tenue de dédommager MichCon de tous frais supplémentaires résultant de tels achats.

7.3.4 Autorisations officielles

Le 28 février 1992, le DOE/FE a accordé une autorisation d'importation à l'égard des volumes visés dans la demande. Le gaz sera envoyé de l'Alberta aux termes du permis d'enlèvement GR 91-9 accordé par l'OCRÉA.

La CCPA a délivré une attestation d'appui des producteurs le 25 juillet 1991.

7.4 Opinion de l'Office

L'Office a établi à sa satisfaction que Western Gas dispose d'un approvisionnement en gaz suffisant pour répondre à ses engagements contractuels actuels, sur le marché intérieur et à l'étranger, ce qui comprend les exportations destinées à MichCon.

L'Office est également convaincu que le marché desservi par MichCon représente un débouché stable à long terme pour le gaz d'origine canadienne. Il remarque à cet égard que des exportations de gaz ont déjà lieu vers ce marché, aux termes d'ententes à court terme. En outre, comme les ventes de Western Gas comptent pour environ 5 % des besoins garantis de MichCon en jour de pointe, il est peu probable qu'un fléchissement de la demande de MichCon se répercute entièrement sur le projet d'exportation.

L'Office constate que des dispositions en vue du transport des volumes garantis et des volumes interruptibles ont été prévues sur tous les gazoducs nécessaires. De plus, il est convaincu que la composante-demande du prix permettra de recouvrer tous les frais fixes associés au transport au Canada du gaz à exporter.

L'Office croit que la formule d'établissement du tarif du produit, basée sur les prix des principaux approvisionnements de substitution de MichCon, permettra à la composante-produit de fluctuer en fonction des conditions du marché. L'Office estime, en outre, que les dispositions contractuelles exigeant le paiement de la composante-demande indépendamment des volumes de gaz enlevés et le paiement de frais en cas d'enlèvements inférieurs à 80 % de la QCJ dans un mois donné, de même que la corrélation entre la composante-produit et l'évolution des conditions du marché, garantiront des niveaux de prise élevés tout au long du contrat. L'Office trouve que le contrat est susceptible de durer, en raison d'un marché assuré.

L'Office juge que la durée proposée de la licence est appropriée, compte tenu de la période de validité des contrats connexes et de l'approvisionnement en gaz disponible.

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

L'Office note que l'autorisation d'importation voulue, le permis d'enlèvement de la province et l'attestation d'appui des producteurs ont été obtenus.

Pour ce qui concerne les volumes interruptibles devant servir de gaz combustible dans le réseau de GLGT, l'Office estime qu'il convient d'inclure ce gaz dans la licence proposée, étant donné qu'il répondra à un besoin déterminé et que l'on disposera généralement de la capacité de transport nécessaire.

Enfin, l'Office note que Western Gas voudrait que la licence indique le 1^{er} juin 1992 comme date d'entrée en vigueur. Étant donné que l'Office n'a pas pour pratique d'antidater ses licences, il s'imposera de rajuster le volume global demandé pour refléter une période d'exportation plus brève. Ainsi, prenant le 1^{er} janvier 1993 comme date d'effet, l'Office a réduit de $194 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($6,8 \times 10^9 \text{ pi}^3$) la quantité globale demandée à l'origine; ce volume correspond au produit de la QCJ et du nombre de jours compris entre le 1^{er} juin 1992 et le 1^{er} janvier 1993. Au cours de l'audience, Western Gas a dit accepter la manière dont l'Office a calculé cette réduction obligatoire du volume initial demandé.

7.5 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Western Gas, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence sont énoncées à l'annexe I, y compris une clause portant que la licence entrera en vigueur à la date de son approbation par le gouverneur en conseil et expirera le 1^{er} novembre 1994, sauf si les exportations commencent au plus tard le 1^{er} novembre 1994, auquel cas la licence prendra fin le 31 octobre 1996.

Chapitre 8

Western Gas Marketing Limited Exportation de gaz destiné à la Natural Gas Pipeline Company of America

8.1 Résumé de la demande

Le 20 mai 1992, la Western Gas Marketing Limited a demandé une licence d'exportation de gaz naturel, conformément à la partie VI de la Loi, en vue de la vente de gaz à la Natural Gas Pipeline Company of America. Voici les modalités de la licence demandée :

Période	-	Du 1 ^{er} juin 1992 au 31 octobre 2000.
Point d'exportation	-	Emerson (Manitoba)
Quantité journalière maximal	-	4 853 x 10 ³ m ³ (171,3 x 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	1 776 x 10 ⁶ m ³ (62,7 x 10 ⁹ pi ³)
Quantité totale maximal	-	14 930 x 10 ⁶ m ³ (527 x 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10% par jour et 2% par année.

Le gaz qu'il est proposé d'exporter en vue de sa vente à NGPL proviendrait de gisements situés en Alberta. Il serait transporté par le gazoduc de NOVA jusqu'à Empress, sur la frontière albertaine. De là, TransCanada le livrerait à Emerson (Manitoba), le point d'exportation. À partir de la frontière internationale, le gaz serait transporté par le réseau de GLGT, puis celui de la ANR Pipeline Company («ANR»), pour être finalement livré à NGPL, près de Chicago (Illinois). NGPL est une société pipelinière interétatique qui dessert le Midwest américain; le gaz exporté servirait à approvisionner son réseau.

8.2 Approvisionnement en gaz

L'approvisionnement en gaz de Western Gas est examiné à la section 6.2 du présent document.

8.3 Marché, ententes commerciales et autorisations officielles

8.3.1 Marché

NGPL est un gazoduc interétatique qui offre des services de stockage, de transport et de vente de gaz naturel à d'autres gazoducs, ainsi qu'à des producteurs, des négociants, des sociétés de distribution locale («SDL») et des utilisateurs ultimes dans neuf États du Midwest américain. NGPL achète du gaz

de source canadienne depuis plus de 20 ans. Par le passé, ces achats étaient effectués aux termes d'arrangements conclus avec GLGT et TransCanada. Par suite de la conversion de GLGT en une société «vouée exclusivement au transport», NGPL achètera désormais son gaz directement à Western Gas.

Grâce à une ordonnance d'exportation à court terme accordée par l'Office, les livraisons de gaz ont déjà commencé en vertu du contrat de vente sur lequel s'appuie la présente demande de licence.

NGPL a livré quelque $45\,300 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($1,6 \times 10^{12} \text{ pi}^3$) de gaz en 1991, ce qui comprend plus de $8\,500 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($300 \times 10^9 \text{ pi}^3$) de gaz vendus comme gaz de réseau à 34 SDL et deux clients industriels. Selon des estimations établies pour 1990, la clientèle représentée par les SDL se répartit actuellement comme il suit : 44 % de clients résidentiels, 18 % de clients commerciaux et 38 % de clients industriels. La demande sur les marchés des SDL est demeurée essentiellement la même au cours des cinq dernières années.

Pour ce qui est de l'incidence de l'ordonnance 636 de la FERC sur les ventes de NGPL, la société a déclaré qu'elle entend continuer à faire le marketing du gaz naturel et qu'elle s'attend à ce qu'un grand nombre de SDL choisissent de ne pas se transformer en sociétés vouées exclusivement au transport. NGPL a également indiqué que le gaz de Western Gas lui est indispensable pour assurer les livraisons convenues aux clients desservis par la partie nord de son réseau.

NGPL obtient ses approvisionnements en gaz de diverses zones productrices aux États-Unis et au Canada. Les exportations proposées comptent pour environ 16 % du volume actuel de ses engagements de vente annuels.

NGPL prévoit acheter à Western Gas 85 % des volumes convenus. Cette prévision se fonde sur l'hypothèse de conditions climatiques normales au cours de la période, de la continuation de son rôle en tant que négociant de gaz et du maintien de sa position concurrentielle sur le marché desservi.

8.3.2 Transport

Le gaz à exporter serait collecté en Alberta et acheminé jusqu'à Empress par le réseau de NOVA, aux termes des arrangements de transport qui existent déjà entre TransCanada et NOVA. Western Gas le transporterait ensuite jusqu'à Emerson (Manitoba), conformément à son contrat de transport renouvelable avec TransCanada. NGPL prendrait livraison du gaz à la frontière internationale et le ferait transporter par le réseau de GLGT, aux termes d'un contrat dont les modalités (durée et volumes) sont en rapport avec celles de la présente demande de licence. Des arrangements ont également été pris pour que ANR assure le transport garanti des volumes en question, du réseau de GLGT jusqu'à celui de NGPL, pendant la durée prévue de la licence.

Le transport des exportations proposées n'exige pas de nouvelles installations pipelinères.

8.3.3 Contrat de vente de gaz

Le contrat conclu entre Western Gas et NGPL porte du 1^{er} avril 1991 au 31 octobre 2000. Après cette date, le contrat continuera de s'appliquer pour des périodes successives d'un an, jusqu'à ce que l'une des parties y mette fin. Le contrat prévoit une QCJ de $4\,853,3 \times 10^3 \text{ m}^3$ ($171,3 \times 10^6 \text{ pi}^3$) et il est sujet à l'obtention des autorisations à long terme nécessaires, au Canada comme aux États-Unis.

Le contrat prévoit une tarification en trois parties, comprenant une composante-demande mensuelle, une composante-produit et des frais en cas d'insuffisance de prise. La composante-demande mensuelle correspond à la somme des frais de réservation de l'approvisionnement de $0,16 \text{ \$ US/m}^3$ ($4,56 \text{ \$ US}/10^3 \text{ pi}^3$) et des droits exigés sur les réseaux de NOVA et de TransCanada, y compris les redevances supplémentaires touchant la pression de livraison, multiplié par la QCJ. NGPL doit payer la composante-demande, indépendamment des quantités réellement commandées.

La composante-produit est calculée en soustrayant le coût différentiel du transport d'un prix de référence du disponible. Ce prix de référence correspond à la moyenne arithmétique des prix-indices du disponible (publiés dans le rapport Inside F.E.R.C.) pour le gaz livré à NGPL dans les États de l'Oklahoma, de la Louisiane et du Texas. Le coût différentiel du transport s'établit à $0,30 \text{ \$ US/GJ}$ ($0,32 \text{ \$ US}/10^6 \text{ Btu}$). Il représente une partie des frais de transport engagés pour livrer le gaz au réseau de NGPL et il est susceptible d'être rajusté si les coûts de transport se trouvent à changer.

Les frais pour insuffisance de prise sont de deux ordres : saisonniers et journaliers. Les prises saisonnières convenues correspondent à 70 % de la somme des QCJ de novembre à mars, et à 50 % des QCJ pour les autres mois. Ainsi, NGPL est tenue de verser $0,007 \text{ \$ US}/10^3 \text{ m}^3$ ($0,20 \text{ \$ US}/10^3 \text{ pi}^3$) à Western Gas pour tout écart entre ses commandes réelles et les volumes saisonniers qu'elle s'est engagée à prendre.

Les prises journalières convenues sont de $2\,125 \times 10^3 \text{ m}^3$ ($75 \times 10^6 \text{ pi}^3$) durant les mois de décembre à février, et de $1\,416 \times 10^3 \text{ m}^3$ ($50 \times 10^6 \text{ pi}^3$) pour les mois de mars à novembre. Là encore, NGPL doit payer $0,004 \text{ \$ US}/10^3 \text{ m}^3$ ($0,10 \text{ \$ US}/10^3 \text{ pi}^3$) à Western Gas sur la différence entre ses commandes réelles et le volume journalier qu'elle a convenu de prendre.

Selon les estimations de Western Gas, le prix qui aurait eu cours en vertu du contrat à la frontière albertaine au 1^{er} janvier 1992, moyennant un taux d'enlèvement correspondant à 100 % de la QCJ, se serait établi à $1,70 \text{ \$ CAN/GJ}$ ($1,80 \text{ \$ CAN}/10^6 \text{ Btu}$).

À compter du 1^{er} novembre 1995, l'une ou l'autre des parties peut demander la renégociation du prix ou des volumes de prise convenus. À défaut d'un accord, le contrat prendra fin au terme de la cinquième année contractuelle. Le contrat peut aussi être résilié si une décision prise par un organisme de réglementation canadien ou américain a des conséquences importantes sur le prix négocié aux termes du contrat.

Si Western Gas ne livre pas tous les volumes commandés, NGPL peut acheter ce qui manque auprès d'un autre fournisseur. Western Gas sera alors tenue de dédommager NGPL de tous frais supplémentaires résultant de l'achat.

8.3.4 Autorisations officielles

Le 21 mars 1991, le DOE/FE a autorisé l'importation des quantités de gaz visées dans la demande. Le gaz sera envoyé de l'Alberta aux termes du permis d'enlèvement GR 91-9 accordé par l'OCRÉA.

La CCPA a délivré une attestation d'appui des producteurs le 17 décembre 1990.

8.4 Opinion de l'Office

L'Office a établi à sa satisfaction que Western Gas dispose d'un approvisionnement en gaz suffisant pour répondre à ses engagements contractuels actuels, sur le marché intérieur et à l'étranger, ce qui comprend les exportations destinées à NGPL.

L'Office est également convaincu que le marché desservi par NGPL représente un débouché stable à long terme pour le gaz d'origine canadienne. Il remarque à cet égard que NGPL achète du gaz canadien depuis plus de 20 ans. En outre, comme les ventes de Western Gas comptent pour environ 16 % de l'ensemble des besoins annuels de NGPL, il est peu probable qu'un fléchissement de la demande de NGPL se répercute entièrement sur le projet d'exportation.

L'Office constate que le transport été prévu sur tous les gazoducs nécessaires. Par ailleurs, il juge que la composante-demande du prix permettra de recouvrer tous les frais fixes de transport au Canada des exportations proposées.

L'Office croit que la formule d'établissement du tarif du produit, qui repose sur les prix des principaux approvisionnements de substitution de NGPL, permettra à la composante-produit de suivre les fluctuations du marché. L'Office estime, en outre, que les dispositions contractuelles exigeant le paiement de la composante-demande indépendamment des volumes de gaz enlevés et le paiement de frais de réservation de l'approvisionnement en cas d'enlèvements inférieurs aux quantités journalières et saisonnières fixées, ainsi que le caractère concurrentiel de la composante-produit, garantiront des niveaux de prise élevés tout au long du contrat. L'Office trouve que le contrat est susceptible de durer, en raison d'un marché assuré.

L'Office juge que la durée proposée de la licence est appropriée, compte tenu de la période de validité des contrats sous-jacents et de l'approvisionnement en gaz disponible.

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

L'Office constate que l'autorisation d'importation requise, le permis d'enlèvement de la province et l'attestation d'appui des producteurs ont été obtenus.

Enfin, l'Office note que Western Gas voudrait que la licence indique le 1^{er} juin 1992 comme date d'entrée en vigueur. Étant donné que l'Office n'a pas pour pratique d'antidater ses licences, il s'impose de rajuster le volume global demandé pour refléter une période d'exportation plus brève. Ainsi, prenant le 1^{er} janvier 1993 comme date d'effet, l'Office a réduit de $1\,038 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($36,6 \times 10^9 \text{ pi}^3$) la quantité globale demandée à l'origine; ce volume correspond au produit de la QCJ et du

nombre de jours compris entre le 1^{er} juin 1992 et le 1^{er} janvier 1993. Au cours de l'audience, Western Gas a dit accepter la manière dont l'Office a calculé cette réduction obligatoire du volume initial demandé.

8.5 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Western Gas, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence sont énoncées à l'annexe I, y compris une clause portant que la licence entrera en vigueur à la date de son approbation par le gouverneur en conseil et expirera le 1^{er} novembre 1994, sauf si les exportations commencent au plus tard le 1^{er} novembre 1994, auquel cas la licence prendra fin le 31 octobre 2000.

Chapitre 9

Dispositif

Les chapitres qui précèdent constituent nos motifs de décision et notre décision concernant les demandes que l'Office a entendues au cours de l'audience GH-5-92 et qui font partie du présent document.

R. Illing
Président de l'audience

A.B. Gilmour
Membre

C. Bélanger
Membre

Calgary (Alberta)
Décembre 1992

Annexe I

Modalités des licences qui seront délivrées

Modalités de la licence qui sera délivrée à la BP Resources Canada Limited

1. La licence entrera en vigueur le 1^{er} octobre 1993 et expirera le 29 janvier 1996, à moins que les exportations ne commencent le 29 janvier 1996 ou avant, auquel cas la licence prendra fin le 31 décembre de la 17^e année après le début des livraisons ou le 31 octobre 2011, la date la moins avancée étant retenue.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser :
 - a) 504 140 mètres cubes par jour;
 - b) 184 000 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 3 128 000 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
3.
 - a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité limite journalière prévue à la condition 2.
 - b) Quant à l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 12 mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité limite annuelle prévue à la condition 2.
 - c) En ce qui touche l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée en vertu de la licence peut varier par rapport à la limite annuelle prévue à la condition 2 s'il a un écart entre le facteur de conversion thermique réel et le facteur de conversion de 38,62 MJ/m³ sur lequel les volumes visés par la présente licence sont basés.
4. Le gaz exporté aux termes de la présente licence doit être livré au point d'exportation près de Huntingdon (Colombie-Britannique).

Modalités de la licence qui sera délivrée à la Saranac Power Partners, L.P. et à la Shell Canada Limitée

1. La licence entrera en vigueur le 1^{er} novembre 1993 ou à la date de la première livraison, la date la plus avancée étant retenue, et expirera le 1^{er} novembre 1995, à moins que les exportations ne commencent le 1^{er} novembre 1995 ou avant, auquel cas la licence prendra fin 15 ans après sa date d'entrée en vigueur.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser :
 - a) 1 445 000 mètres cubes par jour;
 - b) 529 000 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 7 125 000 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
3.
 - a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité limite journalière prévue à la condition 2.
 - b) Quant à l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 12 mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité limite annuelle prévue à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la présente licence doit être livré au point d'exportation près de Napierville (Québec).

Modalités de la licence qui sera délivrée à la Kamine Beaver Falls Cogen Co., Inc., à titre d'associé gérant de la Kamine/Besicorp Beaver Falls L.P.

1. La licence entrera en vigueur le 1^{er} novembre 1993 et expirera le 29 mai 1996, à moins que les exportations ne commencent le 29 mai 1996 ou avant, auquel cas la licence prendra fin le 31 octobre 2008.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser:
 - a) 456 100 mètres cubes par jour;
 - b) 167 100 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 2 494 900 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
3. Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité limite journalière prévue à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la présente licence doit être livré au point d'exportation près d'Iroquois (Ontario).

Modalités de la licence qui sera délivrée à la Kamine Syracuse Cogen Co., Inc., à titre d'associé gérant de la Kamine/Besicorp Syracuse L.P.

1. La licence entrera en vigueur le 1^{er} novembre 1993 et expirera le 1^{er} novembre 1995, à moins que les exportations ne commencent le 1^{er} novembre 1995 ou avant auquel cas la licence prendra fin le 31 octobre 2008.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser:
 - a) 461 700 mètres cubes par jour;
 - b) 168 500 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 2 506 800 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
3.
 - a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité limite journalière prévue à la condition 2.
 - b) Quant à l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 12 mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité limite annuelle prévue à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la présente licence doit être livré au point d'exportation près de Chippawa (Ontario).

Modalités de la licence qui sera délivrée à la Western Gas Marketing Limited pour l'exportation de gaz destiné à la Hadson Power Partners of Rensselaer

1. La licence entrera en vigueur à la date de la première livraison et expirera le 31 mars 1995, à moins que les exportations ne commencent le 31 mars 1995 ou avant, auquel cas la licence prendra fin 15 ans après sa date d'entrée en vigueur.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser:
 - a) 509 900 mètres cubes par jour;
 - b) 186 600 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 2 800 000 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.

3. a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité limite journalière prévue à la condition 2.
- b) Quant à l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 12 mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité limite annuelle prévue à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la présente licence doit être livré au point d'exportation près de Niagara Falls (Ontario).

Modalités de la licence qui sera délivrée à la Western Gas Marketing Limited pour l'exportation de gaz destiné à la Michigan Consolidated Gas Company

1. La licence entrera en vigueur à la date de son approbation par le gouverneur en conseil et expirera le 1^{er} novembre 1994, à moins que les exportations ne commencent le 1^{er} novembre 1994 ou avant, auquel cas la licence prendra fin le 31 octobre 1996.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser :
 - a) 906 500 mètres cubes par jour;
 - b) 331 800 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 1 272 000 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
3. a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité limite journalière prévue à la condition 2.
- b) Quant à l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 12 mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité limite annuelle prévue à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la présente licence doit être livré au point d'exportation près d'Emerson (Manitoba).

Modalités de la licence qui sera délivrée à la Western Gas Marketing Limited pour l'exportation de gaz destiné à la Natural Gas Pipeline Company of America

1. La licence entrera en vigueur à la date de son approbation par le gouverneur en conseil et expirera le 1^{er} novembre 1994, à moins que les exportations ne commencent le 1^{er} novembre 1994 ou avant, auquel cas la licence prendra fin le 31 octobre 2000.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser :
 - a) 4 853 000 mètres cubes par jour;
 - b) 1 776 000 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 13 892 000 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
3.
 - a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité limite journalière prévue à la condition 2.
 - b) Quant à l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 12 mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité limite annuelle prévue à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la présente licence doit être livré au point d'exportation près d'Emerson (Manitoba).