



Office national de l'énergie

Motifs de décision

**Canterra Enegy Ltd.,
Norcen Energy Resources
Limited, Poco Petroleums
Ltd., Shell Canada Limitée,
Vector Energy Inc. et
Western Gas Marketing Limited**

GH-8-88

Juin 1989

Exportation de gaz

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement aux

demandes présentées par Canterra Energy Ltd., Norcen Energy Resources Limited, Poco Petroleum Ltd., Vector Energy Inc. et Western Gas Marketing Limited en vertu de la Partie Vi de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* pour l'obtention de licences d'exportation de gaz naturel

Demande présentée par Shell Canada Limitée conformément à l'article 21 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* visant la modification de la licence d'exportation de gaz GL-100

GH-8-88

Juin 1989

© Ministre des Approvisionnements et Services
Canada 1989

No. du Cat. NE 22-1/1989-6F
ISBN 0-662-95560-9

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Printed in Canada

Table des matières

Exposé et comparutions	(ii)
1. Les demandes	1
2. Motifs de décision	4
2.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes	4
2.2 Évaluation de l'incidence de l'exportation	4
2.3 Approvisionnement en gaz	5
2.4 Marchés	21
2.5 Contrats	24
2.6 Construction des installations de transport et installations connexes	27
2.7 Analyse des avantages et coûts	28
3. Décision	41
3.1 Canterra, Norcen, Poco, Shell et WGML	41
3.2 Vector	42

Liste des annexes

I. Conditions des licences à délivrer à Canterra	44
II. Conditions des licences à délivrer à Norcen	46
III. Conditions des licences à délivrer à Poco	48
IV. Conditions des licences et modification de la licence à délivrer à Shell	50
V. Conditions des licences à délivrer à WGML	52
VI. Prévisions de la capacité de production - selon l'ONE et les demandeurs	54

Exposé et comparutions

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, S.R.C. 1985, c. N-7 (la Loi) et à ses règlements d'application; et

RELATIVEMENT À des demandes présentées par Canterra Energy Ltd., Norcen Energy Resources Limited, Poco Petroleum Ltd., Shell Canada Limitée, Vector Energy Inc. et Western Gas Marketing Limited concernant l'exportation de gaz naturel.

ENTENDUES à Calgary, en Alberta, les 24 et 25 janvier 1989.

DEVANT:

J.-G. Fredette	Membre président
J.R. Jenkins	Membre
K.W. Vollman	Membre

COMPARUTIONS:

F.M. Saville, c.r.	Canterra Energy Ltd.
D. Davies	Norcen Energy Resources Limited
P. McIntyre R. B. Brander	Poco Petroleum Ltd.
E.S. Decter	Shell Canada Limitée
J. Rooke	Vector Energy Ltd.
M.P. Stauff	Western Gas Marketing Limited
A.A. Fradsham	Alberta and Southern Gas Co.Limited
L. Keough	Boundary Gas, Inc. et Alberta Northeast Gas, Limited
A.M. Bigué	Champlain Pipeline Company
J.H. Farrell	The Consumers' Gas Company Ltd.
F.X. Berkemeier	Consumers Power Company
B. Pierce	Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.
L. Keough	Midland Cogeneration Venture Limited Partnership
K.L. Meyer	Pan-Alberta Gas Ltd.
K.J. MacDonald	ProGas Limited

N.D.D. Patterson

TransCanada Pipelines Limited

R.S. Valdis

Union Gas Limited

S.S. McAllister

Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta

J. Robitaille

Procureur général du Québec

J.A. Vockeroth

Office national de l'énergie

Chapitre 1

Les demandes

Dans des demandes datées des 13, 14, 16 et 15 septembre 1988, Canterra Energy Ltd. (Canterra), Norcen Energy Resources Limited (Norcen), POCO Petroleum Ltd. (Poco) et Western Gas Marketing Limited (WGML) (à titre de mandataire de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada/ TCPL)) respectivement, ont sollicité de l'Office national de l'énergie l'approbation, en vertu de l'article 82 (actuel article 117) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi), des licences pour l'exportation de gaz naturel à Consumers Power Company (CPCo) et Midland Cogeneration Venture Limited Partnership (MCV). Dans une demande datée du 14 septembre 1988, Shell Canada Limitée (Shell) a également sollicité, conformément à l'article 17 (actuel article 21) de la Loi, une modification de la licence d'exportation de gaz GL-100 pour qu'elle puisse vendre du gaz à CPCo et à MCV.

Les conditions des nouvelles licences et de la licence modifiée visées par les demandes susmentionnées sont énumérées dans le tableau 1-1.

En outre, Canterra, Norcen et Shell ont demandé une disposition selon laquelle les demandeurs seraient autorisés à exporter des volumes de gaz naturel dépassant les quantités journalières maximales visées par les demandes. WGML a également demandé une disposition relative à la prorogation de la licence, laquelle disposition permettrait, au cours d'une prorogation suivant la date d'expiration de la licence demandée, le recouvrement intégral du volume dont l'exportation est autorisée pendant la durée de la licence.

Dans une demande datée du 29 août 1988, Vector Energy Inc. (Vector), à titre de mandataire de sept producteurs de gaz naturel de l'Alberta¹, a sollicité de l'Office une licence d'une durée de 20 ans pour l'exportation de gaz naturel à partir de Niagara Falls, en Ontario. Le gaz naturel servirait à alimenter une nouvelle installation de cogénération à cycle combiné de 156 mégawatts (MW), qui doit être construite à Pittsfield, au Massachusetts. Le promoteur, Altresco Pittsfield Incorporated (Altresco), a vendu toute la production électrique de l'installation à Massachusetts Electric Company (MECO) et la production de vapeur à General Electric. Le démarrage du projet devrait avoir lieu, selon les promoteurs, le 1^{er} décembre 1989.

Vector a sollicité une licence dont les conditions seraient les suivantes:

Durée - 1^{er} décembre 1989 au 30 novembre 2009 (20 ans)

Point d'exportation -
Niagara Falls, Ontario

Quantité maximale journalière -
1 004 000 mètres cubes (36,5 millions de pieds cubes)

¹ Total Petroleum Canada Ltd. (Total Petroleum), Westmin Resources Limited (Westmin), Opinac Exploration Limited (Opinac), Wainoco Oil Corporation (Wainoco), Canadian Pioneer Energy Inc. (Pioneer), Ulster Petroleum Ltd. (Ulster) et Consolidated Trans-Canada Resources Ltd. (précédemment Trans-Canada Resources).

Quantité maximale annuelle-

380 millions de mètres cubes (13,3 milliards de pieds cubes)

Quantité maximale pendant la durée de la licence-

7,6 milliards mètres cubes (266 milliards de pieds cubes)

Tableau 1-1

Conditions visées par les demandes

demandeur	licence(s)/ modific.	durée	point de sortie	quantités maximales		durée de la licence
				journalières	annuelles	
Canterra	une licence pour CPCo et MCV	16 ans à partir du 1 ^{er} nov. 1988	Emer.	844 10 ³ m ³ (30 10 ⁶ pi ³)	308 10 ⁶ m ³ (11 10 ⁹ pi ³)	4 320 10 ⁶ m ³ (153 10 ⁹ pi ³)
Norcen	deux licences					
	- CPCo	13 ans à partir du 1 ^{er} nov. 1988	Emer.	394 10 ³ m ³ (14 10 ⁶ pi ³)	144 10 ⁶ m ³ (5 10 ⁹ pi ³)	1 830 10 ⁶ m ³ (65 10 ⁹ pi ³)
	- MCV	11,5 ans à partire du 1 ^{er} mai 1990	Emer.	282 10 ³ m ³ (10 10 ⁶ pi ³)	103 10 ⁶ m ³ (4 10 ⁹ pi ³)	1 020 10 ⁶ m ³ (37 10 ⁹ pi ³)
Poco	une licence pour inclure CPCo et MCV	16 ans à partir du 1 ^{er} nov. 1988	Emer.	1 416 10 ³ m ³ (50 10 ⁶ pi ³)	517 10 ⁶ m ³ (18 10 ⁹ pi ³)	6 617 10 ⁶ m ³ (234 10 ⁹ pi ³)
Shell	modif. GL-100 pour CPCo et MCV	Prorogation de 5 ans jusqu'au 1 ^{er} nov. 2004	plus Emer.	+930 10 ³ m ³ * (33 10 ⁶ pi ³)	+340 10 ⁶ m ³ * (12 10 ⁹ pi ³)	+3 300 10 ⁶ m ³ (117 10 ⁹ pi ³)
WGML	deux licences					
	- CPCo	15 ans à partir de la 1 ^{er} livraison	Emer.	425 10 ³ m ³ (15 10 ⁶ pi ³)	156 10 ⁶ m ³ (5 10 ⁹ pi ³)	2 328 10 ⁶ m ³ (83 10 ⁹ pi ³)
	- MCV	15 ans à partir de la 1 ^{er} livraison	Emer.	425 10 ³ m ³ (15 10 ⁶ pi ³)	156 10 ⁶ m ³ (5 10 ⁹ pi ³)	2 328 10 ⁶ m ³ (83 10 ⁹ pi ³)

Nota: Quantités tirées directement des demandes

* Volumes journaliers et annuels du 1^{er} janvier 1990 au 31 octobre 2003.

Chapitre 2

Motifs de décision

Lorsqu'il s'agit d'examiner une demande de licence d'exportation de gaz, l'article 118 de la Loi exige que l'Office tienne compte de tous les facteurs qu'il juge pertinents. En particulier, l'Office doit s'assurer que la quantité de gaz à exporter ne dépasse pas l'excédent sur les besoins normalement prévisibles du Canada, eu égard à l'orientation des découvertes.

Pour se conformer aux exigences de l'article 118 de la Loi, l'Office utilise sa méthode axée sur les conditions du marché. Dans le cadre de cette méthode, il examine les plaintes éventuelles en vertu de la méthode d'intervention en fonction des plaintes, une évaluation de l'incidence de l'exportation, et tout autre facteur qu'il juge pertinent pour déterminer l'intérêt public, y compris les avantages nets pour le Canada, l'approvisionnement en gaz du demandeur dans la mesure où cela s'applique aux réserves et à la capacité de production, aux contrats de transport en amont et en aval, et aux marchés.

2.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes

La méthode d'intervention en fonction des plaintes est fondée sur le principe selon lequel l'exportation de gaz ne devrait pas être autorisée si les utilisateurs de gaz canadiens n'ont pas eu la possibilité d'acheter le gaz en vue de satisfaire à leurs propres besoins, à des conditions semblables à celles du projet d'exportation. Ainsi, la méthode d'intervention en fonction des plaintes fournit aux utilisateurs canadiens une possibilité de s'opposer à un projet d'exportation pour ces motifs.

Aucun utilisateur canadien n'a déposé de plainte à l'effet qu'il ne pouvait obtenir des approvisionnements additionnels en gaz selon des conditions semblables à celles contenues dans les demandes présentées par Canterra, Norcen, POCO, Shell, WGML et Vector.

2.2 Évaluation de l'incidence de l'exportation

L'évaluation de l'incidence de l'exportation (EIE) aide l'Office à déterminer si un projet d'exportation risque d'empêcher les Canadiens de satisfaire à leurs besoins futurs en énergie à des prix justes du marché. Un demandeur doit évaluer la capacité des producteurs de gaz naturel canadiens à satisfaire aux besoins en gaz des marchés canadien et de l'exportation, l'incidence du projet d'exportation sur les prix canadiens du gaz naturel et l'aptitude des consommateurs canadiens à adapter, au besoin, leurs modes de consommation d'énergie sans difficulté majeure.

Il incombe au demandeur de démontrer à l'Office que le projet d'exportation ne causera vraisemblablement pas aux consommateurs canadiens de difficulté majeure à satisfaire à leurs besoins énergétiques aux prix courants du marché. Les EIE présentées à l'appui des projets d'exportation de gaz traitaient des questions requises.

Canterra, Norcen, POCO, Shell et WGML ont conclu que l'incidence prévue de leurs projets d'exportation n'affectera pas de manière significative des consommateurs canadiens à obtenir des approvisionnements de gaz à long terme. Elles ont soutenu que l'activité d'exploration suscitée par de l'accroissement des exportations aboutira à des additions aux réserves de gaz égales à environ 50 % à 65 % des volumes de gaz dont elles projettent l'exportation. Ainsi, l'incidence nette sur les réserves de gaz devrait être une réduction de quelque 8,5 à 11 milliards de mètres cubes (300 à 388 milliards

de pieds cubes), soit l'équivalent de 0,5 % des réserves établies restantes de gaz du Canada. Les demandeurs ont également soutenu qu'ils ne prévoient pas d'incidence mesurable sur les prix canadiens du gaz.

Vector a conclu que la capacité des producteurs de gaz canadiens à satisfaire aux besoins des marchés canadien et de l'exportation ne serait pas réduite en conséquence de son projet d'exportation.

Toujours selon ce demandeur, les prix canadiens du gaz seront établis d'après l'offre et la demande totales de gaz en Amérique du Nord. Dans ce contexte, Vector ne prévoit pas que les volumes relativement faibles de son projet d'exportation affecteront les prix canadiens futurs du gaz.

L'Office est d'accord avec la conclusion globale selon laquelle les volumes d'exportation additionnels devraient avoir peu d'incidence sur la production, la consommation et les prix du gaz naturel au Canada.

2.3 Approvisionnement en gaz

Dans son évaluation de l'approvisionnement en gaz, l'Office étudie le caractère adéquat des réserves et de la capacité de production à l'appui du projet d'exportation. Les prévisions concernant la capacité de production sont généralement redressées pour traduire les besoins en gaz prévus du demandeur en gaz. La capacité de production redressée est la capacité de production prévue à un moment donné, en reportant pour utilisation future toute capacité de production résultant d'un excédent antérieur de la capacité de production par rapport à la production.

Chaque demandeur a fourni des estimations des réserves commercialisables établies restantes pour les gisements desquels il prévoit tirer le gaz naturel destiné à l'exportation. L'Office a analysé l'approvisionnement de chaque demandeur et a préparé ses propres estimations des réserves restantes de gaz du demandeur. Le tableau 2-1 compare les estimations établies par l'Office avec les volumes visés par la demande pour la durée des projets.

Tableau 2-1

**Comparaison des estimations des réserves commercialisables
restantes et des volumes visés par les demandes
10⁶m³ (10⁹pi³)**

	Estimations des réserves ¹		Volumes visés par les demandes
	Demandeur	ONE	
Canterra	5 232 (185)	4 090 (144)	4 320 (153)
Norcen	3 646 (129)	3 179 (112)	2 850 (101)
Shell	16 928 (598)	10 519 (371)	10 400 ² (367)
Poco	6 617 ³ (234)	4 641 (164)	6 617 (234)
WGML	675 339 ⁴ (23 840)	486 759 (17 183)	4 656 ⁵ (164)
Vector	8 126 ⁶ (287)	4 005 (141)	7 600 (268)

1. Au 31 décembre 1987.
2. Volume total pour la durée de la licence modifiée.
3. Au 31 mars 1988.
4. Approvisionnement total de WGML puisqu'elle n'a pas affecté de gisements particuliers à cette licence.
5. Les volumes visés par la demande, soit 4 656 10⁶m³ (164 milliards de pieds cubes), représentent seulement une petite partie des besoins totaux de WGML, qui se chiffrent à 815,1 milliards de mètres cubes (28,8 billions de pieds cubes) (y compris la reconduction des ventes sur les marchés canadien et de l'exportation).
6. Au 8 mars 1989.

Ces estimations des réserves, de concert avec les prévisions des besoins selon un facteur de charge supposé de 100 %, ont été utilisées pour préparer les prévisions de la capacité de production qui suivent. Ainsi, les estimations des besoins indiquées dans les figures suivantes dépassent les besoins en approvisionnement réels des demandeurs.

Les données sous-jacentes à la capacité de production et aux courbes des besoins, indiquées dans les figures suivantes, sont contenues dans l'annexe VI.

Canterra

Le tableau 2-1 indique que l'estimation, par l'Office, des réserves est d'environ 20 % inférieure à celle de Canterra. Les divergences dans l'interprétation de la superficie des gisements et de la valeur productive nette expliquent le caractère inférieur de l'estimation de l'Office. Toutefois, l'Office note que son estimation des réserves est seulement un peu inférieure aux besoins de Canterra visés par la demande.

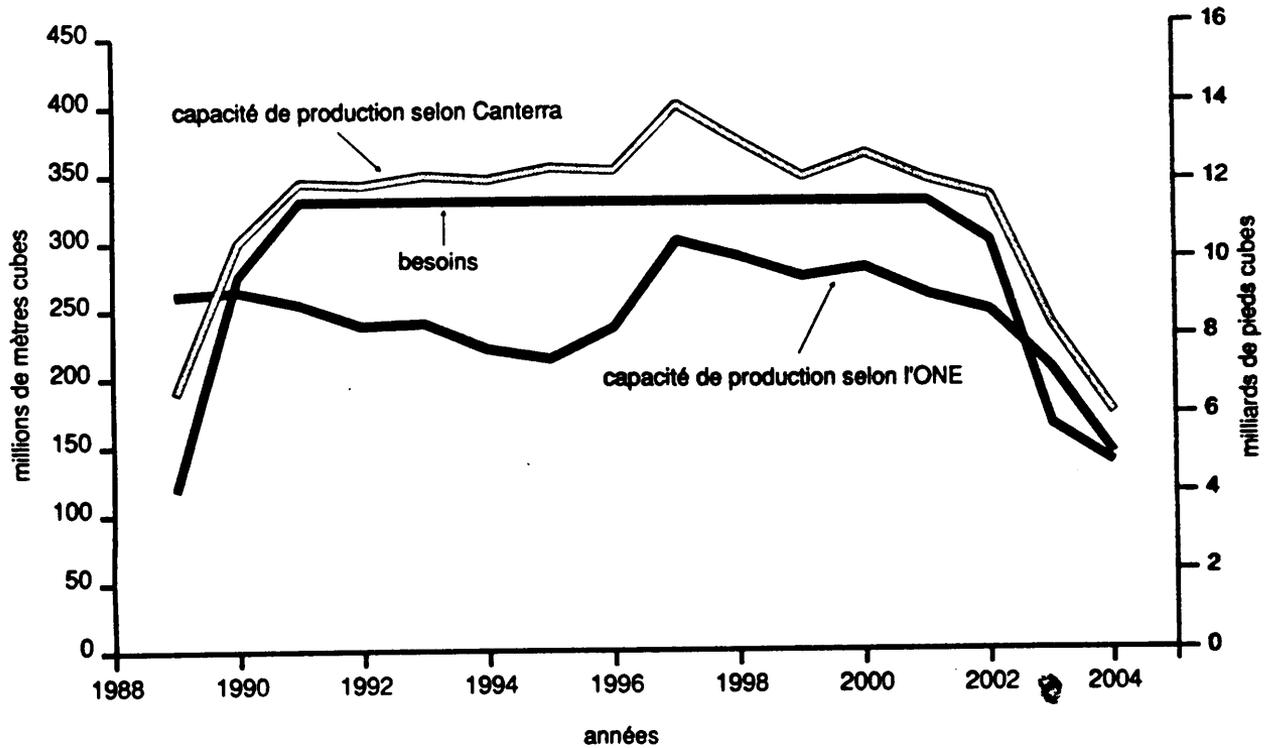
La figure 2-1 compare les prévisions, faites par l'Office et par le demandeur, de la capacité de production, associées aux estimations respectives concernant les réserves du demandeur et les volumes visés par la demande (y compris le combustible et le retrait) selon un facteur de charge de 100 %.

L'évaluation de Canterra indique une capacité de production adéquate pour toutes les années, tandis que celle de l'Office suggère que l'approvisionnement pourrait être insuffisant pour répondre à la demande durant presque toute la durée de la licence proposée. Cette divergence est surtout attribuable à la différence dans l'évaluation de la capacité initiale des gisements et, en partie, à la différence dans les estimations des réserves indiquées dans le tableau 2-1.

Canterra a déclaré dans son témoignage que, si la capacité de production ne peut répondre à ses besoins, elle consacrerait d'autres propriétés ou achèterait du gaz à un autre fournisseur pour satisfaire à ses obligations contractuelles.

Figure 2-1

Comparaison de la capacité de production de Canterra



L'Office note que Canterra a ajouté des réserves additionnelles à l'appui de sa demande de permis d'acheminement de l'Alberta lorsque l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta (OCREA) n'acceptait pas les estimations des réserves de Canterra. Une décision quant à la demande de permis d'acheminement de Canterra est à venir.

L'estimation, par l'Office, des réserves et le volume visé par la demande diffèrent peu; en outre, les prévisions, faites par l'Office et par Canterra, de la capacité de production comprennent les besoins anticipés. Ces facteurs, en plus du fait que Canterra devrait prendre des mesures pour répondre à tout manque dans la capacité de production, font que l'Office est satisfait de la situation globale de Canterra en matière d'approvisionnement.

Norcen

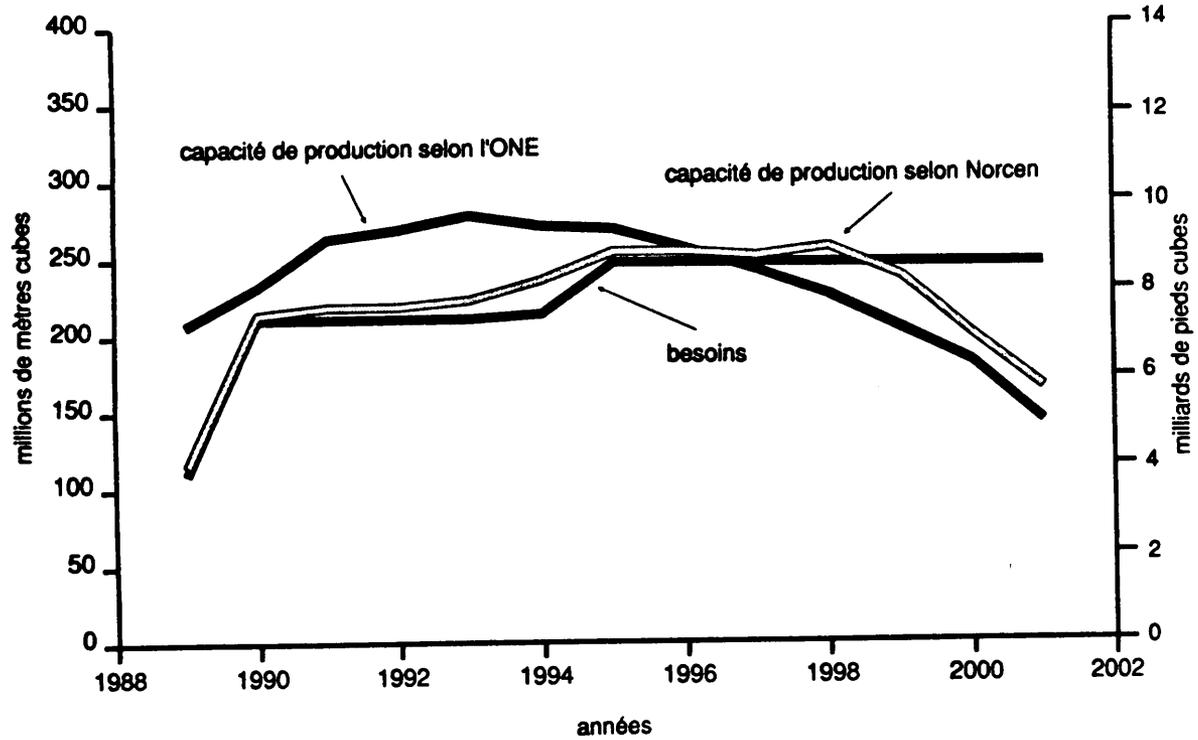
Comme l'indique le tableau 2-1, l'estimation, par l'Office, des réserves de Norcen est d'environ 13 % inférieure à celle du demandeur. Cette divergence est surtout attribuable aux différences dans l'interprétation de la superficie des gisements. Toutefois, l'Office note que son estimation des réserves dépasse les besoins de Norcen visés par la demande.

La figure 2-2 compare les prévisions, faites par l'Office et par le demandeur, de la capacité de production, associées aux estimations respectives des réserves du demandeur et aux volumes visés par la demande selon un facteur de charge de 100 %.

Dans son évaluation de sa capacité de production, Norcen indique que l'approvisionnement ne sera plus suffisant à partir de 1999; cela se compare à la prévision de l'Office, selon laquelle la capacité de production pourrait être insuffisante dès 1997 et pendant le reste de la durée de la licence proposée. Le demandeur a déclaré qu'il optimiserait la production de ses puits fermés et entreprendrait des forages de développement sur ses terres non explorées afin de hausser la productibilité.

Figure 2-2

Comparaison de la capacité de production de Norcen



Selon l'Office, l'insuffisance dans la capacité de production, qu'il estime devoir se produire vers la fin de la durée de la licence proposée, est assez éloignée pour permettre la prise de mesures sous forme d'activité de développement. Par conséquent, l'Office est satisfait des dispositions prises par Norcen pour assurer son approvisionnement.

L'Office note que Norcen a reçu le permis GR-88-327 d'acheminement de l'Alberta, qui autorise l'acheminement hors de la province du volume pendant la durée de la licence proposée.

Poco

Le tableau 2-1 indique que l'estimation, par l'Office, des réserves établies affectées de Poco est d'environ 30 % inférieure à celle de Poco. Des divergences dans l'interprétation de la valeur productive nette sont la raison principale du caractère inférieur de l'estimation faite par l'Office.

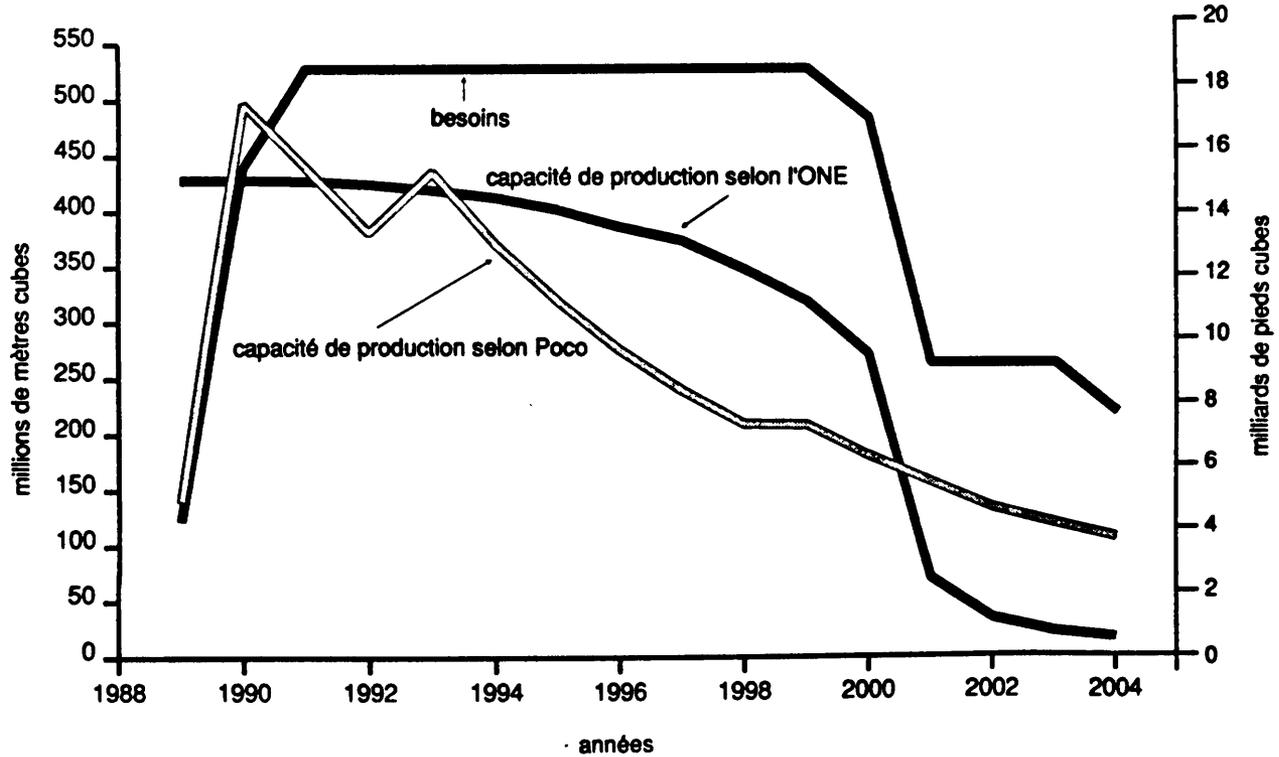
Les réserves que Poco a mis dans la catégorie des réserves "potentielles" sont incluses dans les estimations, faites par l'Office et par Poco, des réserves établies affectées. Cette catégorie comprend les terres sur lesquelles aucun forage n'a été effectué, ainsi que les puits qui ont été forés et mis à l'essai, mais qui ne sont pas assez près les uns des autres pour être reliés. L'Office a adopté le facteur de risque de Poco afin d'obtenir une estimation des réserves établies pour la catégorie des réserves "potentielles". Toutes les réserves établies ont été diminuées pour illustrer le pourcentage dans lequel Poco les a affectées au projet d'exportation.

La figure 2-3 compare les prévisions, faites par l'Office et par le demandeur, de la capacité de production, associées aux estimations respectives des réserves du demandeur et des volumes visés par la demande (y compris le combustible) selon un facteur de charge de 100 %.

La prévision, par Poco, de la capacité de production indique que l'approvisionnement sera insuffisant pendant 14 des 16 années de la durée de la licence proposée. Une comparaison avec la prévision de l'Office suggère que l'approvisionnement pourrait être insuffisant pendant 15 ans. Il est à noter que la prévision de Poco ne comprend pas la capacité de production à partir de sa catégorie de réserves "potentielles". Toutefois, l'Office a mis au point un modèle de la capacité de production fondé sur son estimation totale des réserves établies. Par conséquent, les estimations faites par l'Office de la capacité de production sont en général supérieures à celles de Poco.

Figure 2-3

Comparaison de la capacité de production de POCO



Poco a déclaré qu'elle pourrait compléter son approvisionnement en gaz en s'appuyant sur ses droits visant des volumes excédentaires, en s'adressant à ses partenaires concessionnaires ayant un intérêt économique direct ou en exploitant ses réserves potentielles.

Il existe une divergence importante entre l'estimation, par l'ONE, des réserves de Poco et les volumes visés par la demande. En outre, l'Office et Poco prévoient que la capacité sera insuffisante pendant la majeure partie de la durée de la licence proposée. En s'appuyant sur ce fait, l'Office n'est pas satisfait des mesures prises par Poco en matière d'approvisionnement pour la durée entière du projet d'exportation.

Des demandes de permis d'acheminement provinciaux ont été déposées auprès de l'Alberta et de la Saskatchewan et des décisions sont à venir.

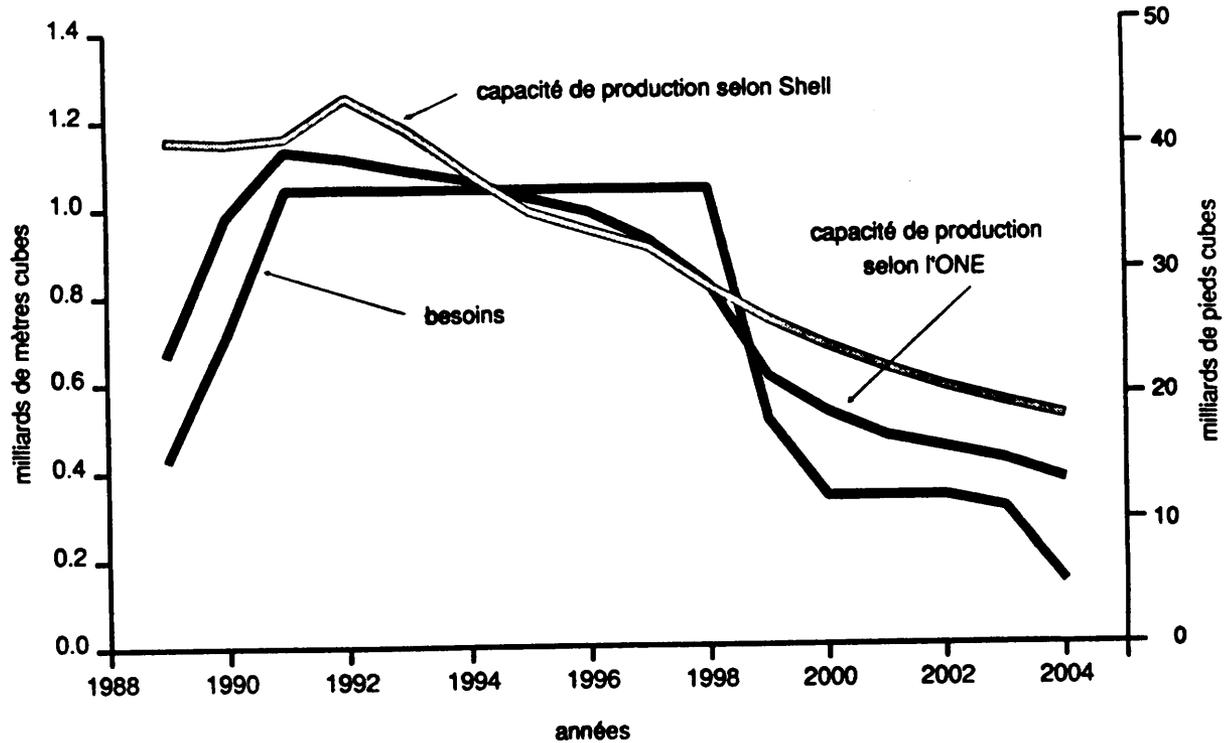
Shell

L'estimation, par Shell, des réserves est d'environ 40 % supérieure à celle de l'Office, comme l'indique le tableau 2-1. Cette divergence considérable est attribuable à des différences dans l'interprétation des divers paramètres des gisements, surtout dans la superficie des gisements. Toutefois, l'Office note que son estimation des réserves de Shell dépasse marginalement les besoins du demandeur visés par la demande.

La figure 2-4 compare les prévisions, faites par l'Office et le demandeur, de la capacité de production, associées à des estimations respectives des réserves du demandeur.

Figure 2-4

Comparaison de la capacité de production de Shell



L'Office et le demandeur prévoient que la capacité de production sera légèrement insuffisante de 1995 à 1999. Shell a déclaré qu'elle prévoit avoir d'autres sources de gaz disponibles pour couvrir tout manque éventuel.

L'Office est satisfait des dispositions de Shell en matière d'approvisionnement.

Shell détient actuellement le permis GR-86-46 d'acheminement de l'Alberta et il a demandé à l'OCREA d'ajouter sa part des réserves d'un gisement du champ Clearwater au groupe de réserves déjà inclus dans son permis d'acheminement. Une décision est à venir.

Shell

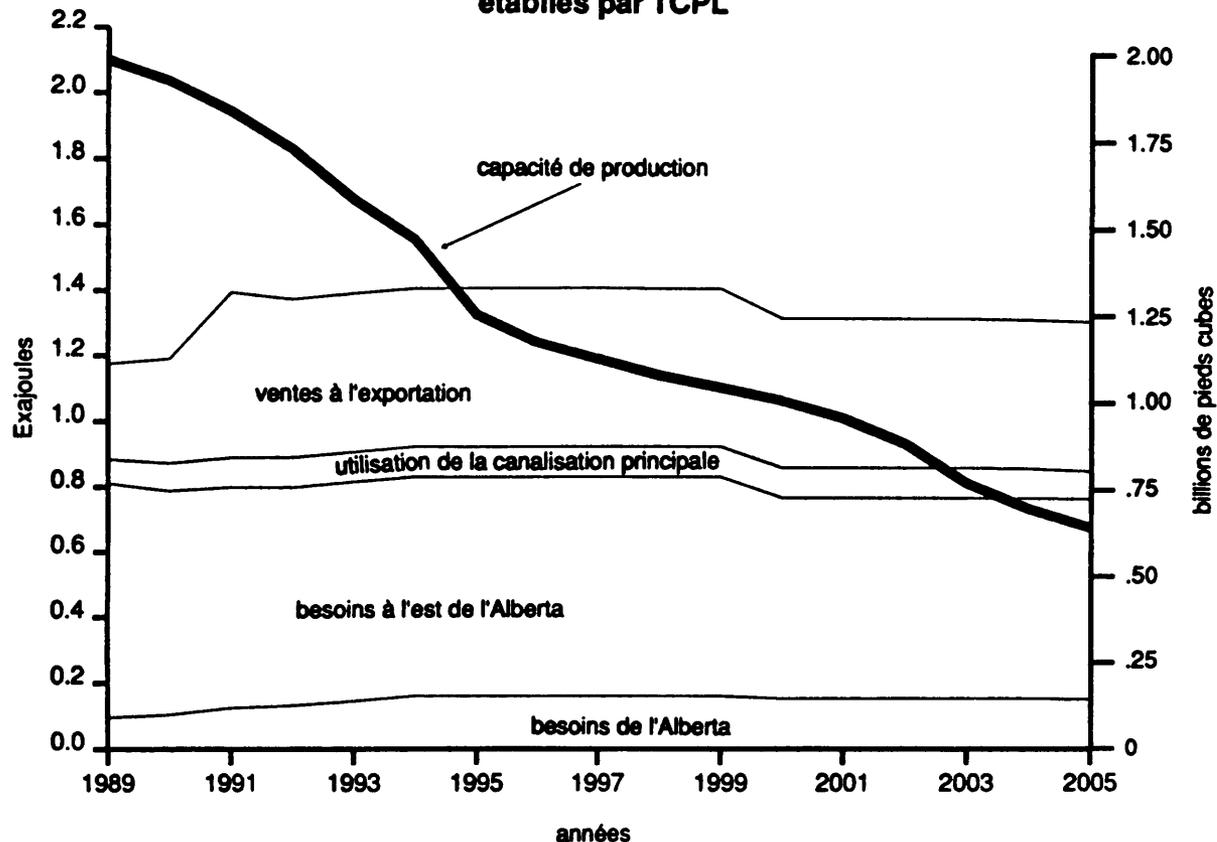
WGML a fourni les estimations, faites par TCPL, des réserves établies sous contrat, qui serviront à satisfaire aux engagements actuels et au projet d'exportation. Le tableau 2-1 compare l'estimation, faite par TCPL, et l'estimation actuelle de l'Office.

L'estimation, par l'Office, des réserves est beaucoup inférieure à celle de TCPL, en raison d'interprétation différente de la performance des gisements, des facteurs de récupération et de la taille des gisements. L'Office révisé continuellement les estimations des réserves du nombre considérable de gisements qui font l'objet de contrats avec TCPL afin de saisir les raisons des écarts observés.

Il est plus compliqué d'évaluer l'aptitude de TCPL à satisfaire à ses engagements contractuels que d'évaluer celle d'autres sociétés, surtout parce que TCPL est le principal fournisseur du marché intérieur canadien et un gros exportateur.

La figure 2-5 indique les estimations des besoins et de la capacité de production faites par TCPL. La prévision de la capacité de production est fondée sur l'estimation, par TCPL, des réserves et des besoins. La prévision des besoins comprend la reconduction des ventes intérieures et à l'exportation, ainsi que les volumes visés par la demande. Les estimations de TCPL, indiquent que la capacité de production permettra de répondre aux besoins jusqu'à environ 1995.

Figure 2-5
Estimations des besoins et de la capacité de production,
établies par TCPL



La figure 2-6 indique les prévisions, faites par l'Office, des besoins et de la capacité de production de TCPL. La prévision de la capacité de production est fondée sur l'évaluation, faite par l'Office, des réserves et des besoins de TCPL. Les estimations des besoins sont les mêmes que celles utilisées par TCPL, à l'exception des ventes à l'exportation. Puisque les exportations de TCPL sont assujetties à l'approbation de l'Office, l'Office a inclus dans ses estimations seulement les niveaux d'exportation autorisés et les volumes d'exportation visés par la demande. Des changements correspondants ont été apportés aux estimations relatives aux utilisations de la canalisation principale.

En ce qui a trait aux ventes sur le marché canadien, l'Office note que les estimations, faites par TCPL et par l'Office, supposent une reconduction. Ainsi, en principe, TCPL et l'Office ont inclus les prorogations des accords récemment négociés par WGML avec les distributeurs de l'Est. Ces accords comportent des durées de 12 à 15 ans pour les marchés captifs, et de 3 à 5 ans pour les ventes directes. L'exclusion de l'hypothèse de reconduction réduirait beaucoup les estimations des besoins canadiens plus tard dans la période.

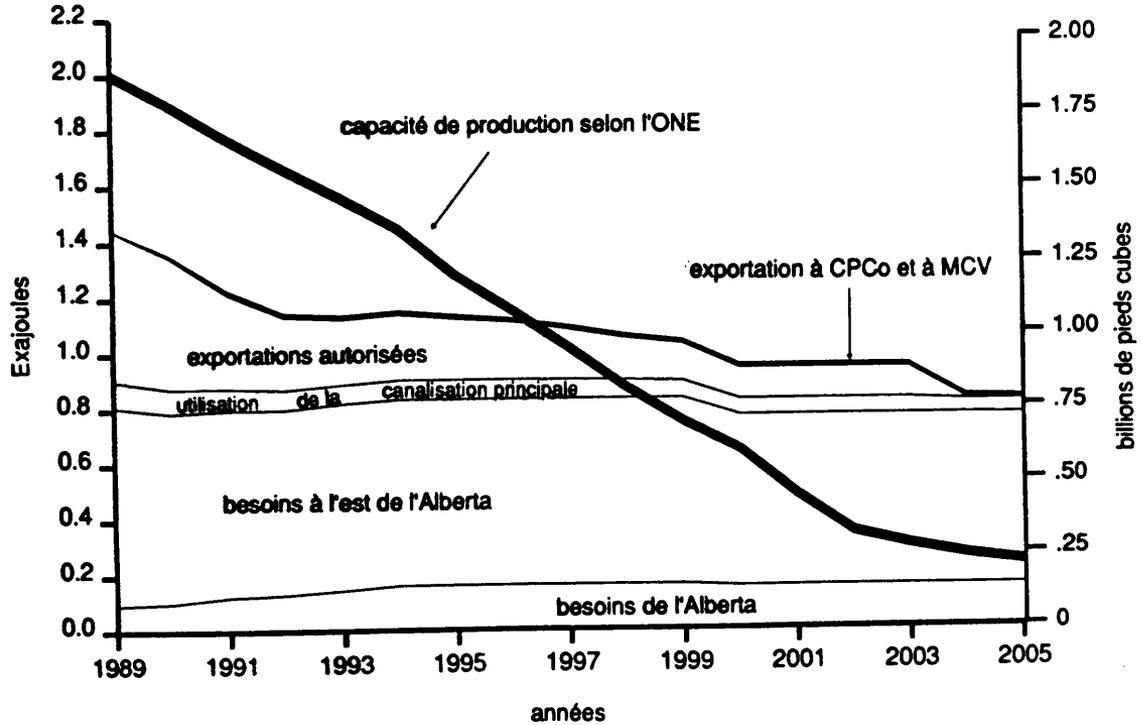
La figure 2-6 indique que TCPL possède une capacité de production suffisante pour répondre à ses besoins jusqu'à environ 1997. Toutefois, l'Office note que cette prévision est fondée sur l'hypothèse selon laquelle les ventes intérieures seront reconduites. L'Office est satisfait que, si cette hypothèse n'était pas adoptée, TransCanada aurait assez d'approvisionnement pour répondre à tous ses engagements *contractuels actuels*.

L'Office sait également que TCPL ne peut obtenir par contrat des réserves additionnelles en raison de ses ententes TOPGAS. Des taux de prise supérieurs prévus dans l'avenir permettront à TransCanada d'obtenir par contrat de nouveaux approvisionnements en gaz pour améliorer sa situation.

TCPL détient plusieurs permis d'acheminement, la majeure partie de ses réserves étant incluses dans le permis TC 85-1.

Figure 2-6

Estimations des besoins et de la capacité de production de TCPL, établies par l'ONE



Le demandeur a déclaré qu'il solliciterait de l'OCREA, très prochainement, une courte prorogation de son permis d'acheminement pour satisfaire aux besoins de Boundary Gas.

Vector

Le tableau 2-1 indique que l'estimation, par l'Office, des réserves est inférieure de 50 % à celles de Vector et est beaucoup inférieure aux volumes visés par la demande. Lorsqu'il a préparé son estimation des réserves, l'Office n'a pas tenu compte des gisements de gaz de Wainoco. Comme il en est traité dans la section 2.5, l'Office est d'avis qu'il n'existe aucun engagement contractuel entre Vector et Wainoco. L'Office n'a également pas tenu compte des gisements qui ont été ajoutés à la demande après l'audience, et des gisements pour lesquels des données complémentaires (demandées deux fois) n'ont pas été fournies.

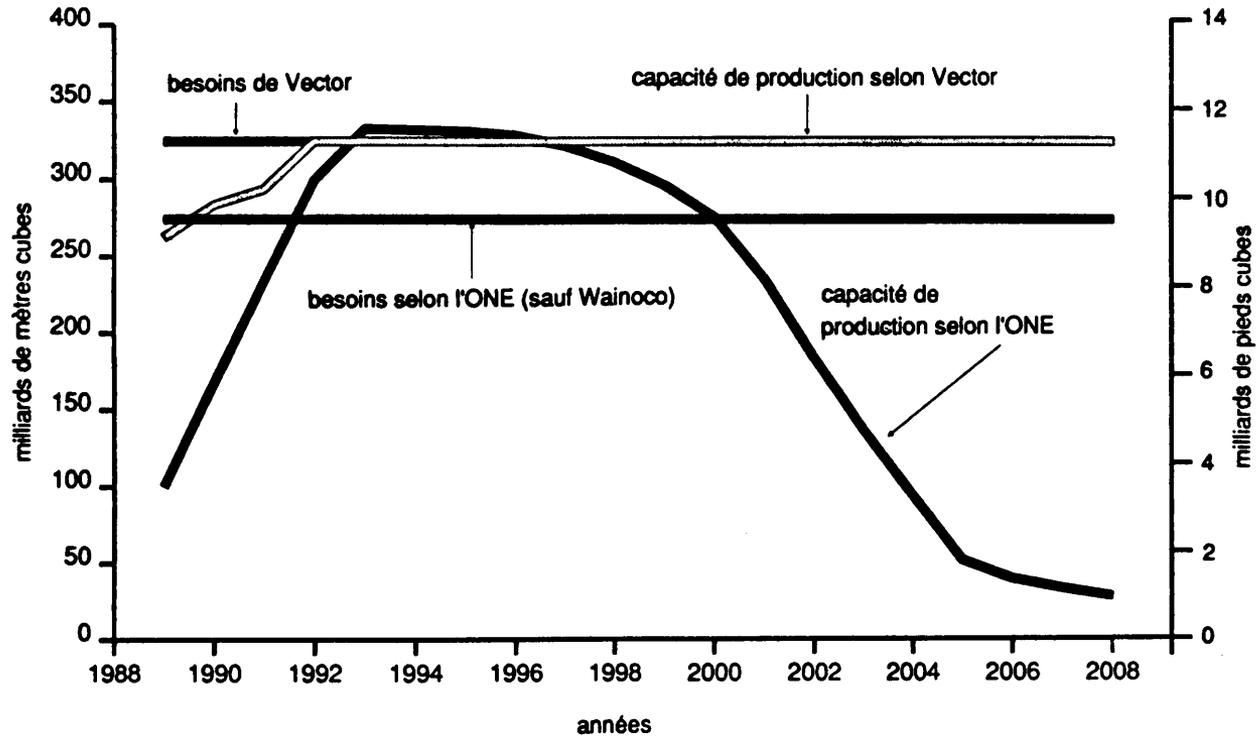
Des essais de gaz médiocres et des divergences dans l'interprétation de la superficie des gisements, de la saturation en gaz et du facteur de récupération sont d'autres raisons pour lesquelles l'estimation, par l'Office, des réserves est inférieure à celle de Vector.

La figure 2-7 montre les prévisions, faites par l'Office et par le demandeur, de la capacité de production, associées aux estimations respectives des réserves et des besoins du demandeur. L'estimation de la capacité de production, faite par Vector, représentée par la ligne supérieure de la figure 2-7, est fondée sur son estimation des réserves et des besoins contractuels fermes, y compris Wainoco. Par contre, l'estimation de la capacité de production, faite par l'Office et apparaissant dans la figure 2-7, est fondée sur l'estimation, faite par l'Office, des réserves de Vector et une estimation inférieure des besoins (excluant Wainoco).

Dans son évaluation, Vector indique qu'elle possède une capacité de production adéquate pour satisfaire à ses engagements contractuels journaliers fermes, sauf dans les années initiales; d'autre part, la prévision de la capacité de production, faite par l'Office, montre que la capacité sera insuffisante pendant une grande partie de la période de prévision, y compris les trois premières années. Cette insuffisance initiale est attribuable au fait que Vector a besoin de plusieurs années pour relier toutes ses réserves.

Figure 2-7

Comparaison de la capacité de production de Vector



Vector a indiqué qu'elle a accepté une disposition de renfort préconisée par son groupe de producteurs et qu'elle s'est engagée à fournir à l'Office des copies de ses lettres d'entente avec les producteurs. Toutefois, Vector a choisi ultérieurement de ne pas fournir à l'Office des copies de sa disposition de renfort. L'Office est d'avis qu'aucune preuve n'a été produite indiquant que Vector a pris des dispositions de renfort.

Compte tenu des insuffisances importantes dans les réserves et la capacité de production, de l'entente mandataire non signée et du manque de preuve concernant des accords de renfort, l'Office n'est pas satisfait des arrangements de Vector en matière d'approvisionnement en gaz.

Une demande de permis d'acheminement de l'Alberta a été présentée à l'OCREA. Une décision est à venir.

2.4 Marchés

CPCo

Le gaz destiné à CPCo servira à approvisionner le réseau; CPCo le revendra dans sa zone de concession on dans la basse péninsule du Michigan. CPCo, un service de distribution de gaz et d'électricité, dessert quelque 1,3 million de clients résidentiels, commerciaux et industriels. Le marché de CPCo est très saisonnier et sensible aux variations de la température. Environ 70 % de ses ventes ont lieu de novembre à avril. En dépit de la nature saisonnière de son commerce, CPCo peut maintenir un facteur de charge élevé dans ses contrats d'achat de gaz parce qu'elle a accès aux installations de stockage de Michigan Gas Storage Company (MGSC), sa filiale à part entière.

En vertu des contrats de vente proposés, le gaz canadien approvisionnera environ 10 % du marché de CPCo. Les quantités journalières maximales contractuelles sont:

	(10 ³ m ³ /j)	(10 ³ pi ³ /j)
Canterra	424,9	15,0
Norcen	396,6	14,0
Poco	708,2	25,0
Shell	424,9	15,0
WGML	424,9	15,0
total	2 379,5	84,0

CPCo achète actuellement la majeure partie de son gaz de Trunkline Gas Company (Trunkline) et de MGSC, laquelle achète son gaz de Panhandle Eastern Pipeline Company (Panhandle). CPCo achète également sur le marché du disponible du gaz de divers fournisseurs, ainsi que du gaz produit au Michigan.

CPCo a entrepris un programme pour diversifier et renforcer ses sources d'approvisionnement et réduire le coût de son approvisionnement en gaz. À cette fin, CPCo a renégocié son contrat d'achat de gaz passé avec Trunkline pour obtenir une réduction de volume. Le fournisseur affilié de CPCo, MGSC, a également réduit ses obligations d'achat de gaz auprès de Panhandle. Dans le cadre des efforts qu'elle déploie pour diversifier ses sources d'approvisionnement en gaz, CPCo a passé des contrats d'achat direct avec les cinq demandeurs et d'autres producteurs américains.

CPCo a signalé que ses achats de gaz canadien, tout en lui permettant de diversifier ses sources d'approvisionnement, serviront également à rehausser sa sécurité d'approvisionnement en éliminant sa dépendance historique envers les deux fournisseurs pipeliniers américains susmentionnés.

Ses ventes ont diminué au cours des dernières années, mais CPCo ne s'attend pas à ce qu'elles continuent de diminuer. Ses prévisions indiquent que les incidences compensatrices attribuables aux installations de gaz additionnelles et à des mesures d'économie d'énergie stabiliseront les ventes de gaz au cours des quinze prochaines années.

Les cinq demandeurs étaient d'avis unanime que les conditions de leurs contrats de ventes de gaz avec CPCo devraient être sensibles aux conditions du marché et susciter des offres selon un facteur de charge élevé.

L'Office est convaincu que CPCo représente un marché d'exportation fiable à long terme et que les contrats d'exportation proposés viendront appuyer les efforts que CPCo a récemment déployés en vue de diversifier et renforcer ses sources actuelles d'approvisionnement grâce à ses achats auprès des producteurs canadiens et américains.

MCV

Le gaz destiné à MCV servira à alimenter une installation de cogénération en construction à Midland, dans le Michigan. MCV comprend plusieurs partenaires, y compris CMS Energy Corp. (la société mère de CPCo) et de Rofan Energy Inc. (une filiale de Dow Chemical Company (Dow)). La société en nom collectif a été formée pour acquérir et convertir la centrale nucléaire de CPCo, inachevée et abandonnée, en une installation de cogénération à cycle combinée, alimentée en gaz. La construction de la centrale nucléaire a été interrompue en 1984 surtout à cause des dépassements de coût.

L'installation comprend douze générateurs à turbines, alimentés en gaz, plus une turbine à vapeur. Elle peut produire au total 1 370 MW d'électricité, ainsi que quelque 1,35 million de livres de pression à l'heure.

Le financement du coût intégral de conversion, se chiffrant à 600 millions de dollars US, a été assuré par un consortium de banques.

La conversion de la centrale nucléaire a commencé en avril 1988. L'exploitation commerciale de l'installation, qui se fera progressivement, devrait débuter au début de 1990. Au moment où se tenait l'audience, environ 33 % des fonds de conversion avaient été engagés. Plusieurs des grandes composantes de l'installation avaient été reçues des fabricants et installées. MCV a indiqué que la conversion était en avance sur le calendrier.

La majeure partie de la production électrique de l'installation sera vendue à CPCo en vertu d'un contrat de vente à long terme; CPCo la revendra dans sa zone de concession au Michigan. La production électrique additionnelle et la vapeur seront vendues à la Michigan Division de Dow. L'installation de MCV deviendra la principale source de vapeur et d'électricité pour Dow.

MCV a souligné le besoin vital de la nouvelle production d'électricité au Michigan en vue de répondre à la demande croissante d'électricité des clients de CPCo.

Compte tenu du fait que CPCo s'est engagée à acheter 60 % de la production électrique, que Dow s'est engagée à acheter en moyenne jusqu'à 60 MW d'électricité par année et que des ventes d'électricité pourraient être faites à de tierces parties, MCV prévoit qu'un facteur de charge de 70 % sera soutenable.

MCV a noté qu'afin d'obtenir le financement nécessaire et de conclure les arrangements de la société en nom collectif, il était essentiel que le projet ait accès à un approvisionnement en gaz garanti à long terme et aux installations de transport nécessaires. À cette fin, MCV a passé contrat auprès de producteurs canadiens et américains pour obtenir 4 730 000 mètres cubes de gaz (167 millions de pieds cubes) par jour, dont 2 266 000 mètres cubes par jour (80 millions de pieds cubes), soit 48 %, proviennent du Canada. Voici une ventilation des sources de gaz canadien:

Quantités journalières maximales contractuelles

	(10³m³/j)	(10⁶pi³/j)
Canterra	424,9	15,0
Norcen	283,3	10,0 ¹
Poco	708,2	25,0
Shell	424,9	15,0
WGML	<u>424,9</u>	<u>15,0</u>
total	2 266,2	80,0

¹ Norcen a passé contrat pour vendre 184,1 10³m³/j (6,5 millions de pi³/j) jusqu'au 31 octobre 1994 et 283,3 10³m³/j (10 millions de pi³/j par après.

Les participants à MCV ont souligné que le projet MCV représente, pour le gaz canadien, un nouveau marché supplémentaire qui ne déplacera pas les ventes de gaz canadien existantes. Ils ont également noté que la structure de prix des divers contrats de ventes de gaz sont axées sur les conditions du marché et incitent l'acheteur américain à présenter des offres selon un facteur de charge élevé.

L'Office a pris note de l'important engagement pris jusqu'à ce jour par les parrains du projet MCV et, en particulier, l'état avancé de la construction. De même, l'Office a pris note de la preuve produite par les participants selon laquelle la capacité de production électrique additionnelle résultant du projet MCV servira à répondre à la demande d'électricité croissante de CPCo.

L'Office est convaincu que le projet MCV fournira un nouveau marché à long terme, selon un facteur de charge élevé, au gaz canadien.

Vector

Le gaz à exporter servira à alimenter une installation de cogénération à cycle combiné, actuellement en construction à Pittsfield, au Massachusetts. L'installation, d'un coût estimatif de 110 millions de dollars US, pourra produire 162 MW. Elle consommera du mazout n° 2 en cas d'interruption imprévue dans l'approvisionnement en gaz.

L'installation est une "installation admissible" ("qualifying facility") en vertu de la *Public Utility Regulatory Policy Act* of 1978. Les règles d'application de cette loi favorisent la cogénération industrielle et exigent des services publics qu'ils achètent l'électricité de l'installation de cogénération au coût évité des services publics.

La Massachusetts Electric Company (MECO) a passé contrat pour obtenir toute la production électrique de l'installation au cours de vingt ans, et pour cinq autres années si elle le désire. Le contrat a été approuvé par le Department of Public Utilities du Massachusetts. MECO est une filiale en toute propriété de New England Power.

L'installation de cogénération est en construction au complexe de recherche et de fabrication de General Electric, à Pittsfield. Toute la production de vapeur de l'installation a été achetée par General Electric pour ses opérations et pour le chauffage de ses usines de Pittsfield.

Le financement associé à l'installation de cogénération a été arrangé par l'intermédiaire de General Electric Capital Corporation, qui doit maintenir un intérêt de participation de 20 % dans l'installation.

2.5 Contrats

Ventes à CPCo et à MCV

CPCo et MCV possèdent des contrats de ventes de gaz individuels avec Canterra, Norcen, Poco, Shell et WGML. Ces contrats ont des périodes d'application pouvant atteindre 15 ans à partir de la date des premières livraisons garanties.

Chacun des contrats diffèrent par certains aspects, mais ils ont plusieurs dispositions en commun. Par exemple, chaque contrat prévoit une quantité annuelle minimale (QAM) égale à 75 % de la quantité journalière maximale (QJM) négociée durant l'année contractuelle. Chaque contrat contient des dispositions de pénalité au cas où la QAM n'est pas prise au cours de l'année contractuelle. Dans la plupart des cas, l'acheteur doit verser un paiement compensatoire à la fin de chaque année contractuelle, égal à un pourcentage défini des frais effectifs liés au produit, sous réserve de diverses dispositions de rattrapage.

La structure de prix des contrats de vente de gaz passés entre CPCo et MCV et chacun des cinq fournisseurs canadiens comporte deux volets, l'un lié à la demande, l'autre au produit, au point de livraison de Emerson (Manitoba).

À l'exception de Poco, la composante des frais liés à la demande est égale à la somme des frais mensuels liés à la demande sur les réseaux de Nova Corporation of Alberta (NOVA) et de TransCanada. Les frais liés à la demande de Poco comprennent seulement les coûts fixes de transport du gaz par le réseau de TransCanada. Poco a soutenu que les frais liés à la demande de NOVA seraient recouverts grâce à la composante des frais liés au produit.

La composante des frais liés au produit de tous les contrats est fondée sur des frais unitaires liés au produit, calculés en soustrayant du "prix de référence" les frais mensuels liés à la demande (selon un facteur de charge de 100 %) par unité.

En ce qui a trait au gaz exporté à CPCo, le "prix de référence" est directement lié au coût moyen pondéré du gaz payé par CPCo et MGSC pour l'approvisionnement en gaz disponible chez les sociétés pipelinères interétatiques en vertu de contrats d'approvisionnement à long terme, moins le coût du transport à partir du point de réception de Emerson (Manitoba) par les réseaux Great Lakes Gas Transmission Company (GLGT) et ANR Pipeline Company (ANR) (calculé selon un facteur de charge de 100 % et comprenant les coûts associés du combustible).

Le "prix de référence" des contrats de vente de gaz de MCV comprend un prix de base, multiplié par un indice destiné à suivre les frais mensuels réels liés à l'énergie de CPCo, associés aux coûts fixes et variables d'exploitation de ses centrales électriques alimentées en charbon du Michigan. Cet indice suit surtout les prix américains, à long terme, du charbon, principalement du charbon à faible teneur en soufre de l'est du Kentucky. Les composantes mineures de l'indice incluent les prix américains, à court terme, du charbon et les charges générales d'exploitation des centrales.

Le mécanisme de tarification de MCV est destiné à assurer que le coût de l'électricité provenant de l'installation se compare favorablement au coût de l'électricité produite selon l'autre source la plus économique.

Le démarrage des livraisons garanties en vertu des contrats de CPCo et de MCV est assujéti à certaines conditions préalables des contrats de vente de gaz. Les conditions préalables exigent, entre autres choses, que l'acheteur et le vendeur concluent tous les contrats de transport et qu'ils obtiennent toutes les approbations des organismes de réglementation.

Dans l'ensemble, l'Office est satisfait des conditions des divers contrats d'achat de gaz.

Vector

À l'appui de sa demande, Vector a fourni des copies signées de deux contrats de vente. Le premier contrat est le contrat d'achat et de vente entre six des producteurs¹, Altresco et Vector à titre de mandataire des six producteurs. Un contrat distinct, déposé sous le pli d'une lettre datée du 29 novembre 1988, prévoyait le contrat de vente entre Wainoco et Altresco. Ces deux contrats, à l'exception de l'exclusion de Vector comme mandataire dans le contrat Wainoco/Altresco, sont presque identiques.

Les contrats de vente de gaz comportent un certain nombre de conditions préalables, y compris les conditions suivantes: toutes les approbations des organismes de réglementation canadiens et américains; la signature de tous les contrats de transport au Canada et aux États-Unis; et l'approbation de l'Entente par les services d'électricité américains achetant la majeure partie de la production électrique de l'installation.

La durée des contrats est de vingt ans à partir de la date des premières livraisons. On y prévoit des livraisons provisoires (le gaz est livré pendant une période intérimaire en vertu du transport interruptible) dans les années initiales.

¹ Voir la note du bas de la page 1 du présent rapport (sauf Wainoco)

Si les livraisons n'ont pas commencé d'ici le 31 décembre 1990, ou si la période intérimaire n'est pas terminée d'ici le 31 décembre 1992, l'entente peut être résiliée sur avis écrit de l'une ou l'autre partie.

Les quantités journalières prévues dans les contrats de vente sont indiquées dans le tableau 2-2.

Tableau 2-2

Quantités journalières contractuelles
 $10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($10^6 \text{pi}^3/\text{j}$)

	six producteurs, Altresco et Vector	Wainoco et Altresco
garanties	751 (26,5)	142 (5,0)
interruptibles	<u>99</u> (<u>3,5</u>)	<u>28</u> (<u>1,0</u>)
total	850 (30,0)	170 (6,0)

En vertu du contrat avec les six producteurs, 30,2 % de la quantité journalière contractuelle sera fournie par Westmin, 28,3 % par Total Petroleum, 15,2 % par Ulster, 11,3 % par Pioneer, 7,5 % par TransCanada Ressources et 7,5 % par Opinac. En outre, les producteurs tenteront de remédier par eux-mêmes à tout manque.

Le vendeur peut réduire la quantité journalière contractuelle jusqu'à 20 % à certains moments donnés au cours de la période d'application du contrat, si Altresco ne peut, au cours de la période de 24 mois précédente, maintenir un facteur de charge de 75 %. Si cela se produit, Altresco peut accepter la réduction ou payer des frais de réservation définis.

Le prix à l'exportation, fixé chaque mois, comprend une composante de frais liés à la demande et une composante de frais liés au produit. La composante de frais liés à la demande est la somme des coûts de transport, par les réseaux de NOVA et de TransCanada, engagés par Vector pour la livraison du gaz au point d'exportation de Niagara Falls (Ontario). La composante de frais liés au produit est calculée d'après un prix de base indexé au prix du mazout n° 6, du charbon et d'autres approvisionnements en gaz disponibles sur le marché de la Nouvelle-Angleterre, plus particulièrement le marché de la production d'électricité. Le prix de base est négociable à des intervalles annuels précis au cours de la période d'application du contrat. L'arbitrage est prévu.

L'Entente précise que le prix de base vise à assurer un prix du gaz qui (a) est compétitif par rapport aux prix du gaz à l'entrée de la ville pour les fournitures à long terme livrées aux sociétés de distribution locale du Connecticut, du Massachusetts et du Rhode Island, et se compare à ces prix; et (b) permet à l'installation de cogénération d'être mise en route comme centrale thermique de base, selon un facteur de 75 %. En cas de différend, le contrat stipule que le point (b) prévaut.

L'Entente mandataire

Vector a également fourni une copie non signée de l'ébauche d'Entente mandataire entre elle-même et sept producteurs. Au cours de l'audience, l'Office a demandé le dépôt d'une copie signée de l'Entente. En réponse, sous le pli d'une lettre datée du 7 mars 1989, Vector a fourni des copies de

l'Entente mandataire, accompagnées des pages de signature par cinq des sept producteurs. Total Petroleum et Wainoco n'avaient pas encore signé l'Entente, mais Vector prévoyait recevoir les documents dans un proche avenir et, dès réception, en fournir des copies à l'Office. A cet égard, l'Office note que l'Entente mandataire devient valide et exécutoire seulement si toutes les parties la signent.

L'Entente mandataire n'a pas été signée par toutes les parties, mais l'Office est convaincu que, d'après les contrats de vente et d'achat de gaz, Vector agit à titre de mandataire pour six des sept producteurs. Toutefois, l'Office n'a aucune preuve montrant que Vector agit à titre de mandataire de Wainoco. Wainoco a signé un contrat de vente et d'achat distinct avec Altresco et elle n'a pas signé l'Entente mandataire présentée par Vector.

2.6 Construction des installations de transport et des installations connexes

Ventes à CPCo et à MCV

Le gaz destiné à CPCo et à MCV sera transporté en Alberta par le réseau de NOVA jusqu'au point d'interconnexion avec les installations de TransCanada près de Empress (Alberta). TransCanada le transportera jusqu'à la frontière internationale près de Emerson (Manitoba).

À l'exception du gaz fourni par Poco, CPCo et MCV doivent prendre leurs propres dispositions de transport en aval de Emerson (Manitoba). CPCo doit s'adresser aux réseaux de GLGT et ANR pour la livraison du gaz à divers points d'interconnexion dans sa zone de concession. MCV doit s'adresser aux réseaux de GLGT, CPCo et MGSC pour la livraison du gaz à son installation de cogénération.

En ce qui a trait à Poco, tous les contrats de transport en aval de Emerson (Manitoba) ont été passés par la société. Toutefois, au cours de l'audience, Poco a déclaré dans son témoignage qu'elle renégociait ses contrats de vente de gaz avec CPCo et MCV pour changer le point de livraison pour Emerson (Manitoba); ainsi, l'acheteur sera chargé de prendre toutes les dispositions de transport en aval.

En ce qui a trait aux services de transport en amont du point de livraison de Emerson (Manitoba), les cinq demandeurs étaient à diverses étapes de leurs négociations respectives avec NOVA et TransCanada.

A l'exception de 269 000 mètres cubes (9,5 millions de pieds cubes) par jour de capacité pipelinère, TransCanada a reçu une autorisation conditionnelle de l'Office visant la construction des installations nécessaires pour acheminer le gaz vendu à CPCo et à MCV. L'autorisation visant une quantité additionnelle de 269 000 mètres cubes (9,5 millions de pieds cubes) par jour est sollicitée dans la demande, présentée par TransCanada, visant des installations (GH-1-89), actuellement portée devant l'Office.

De même, en aval du point d'exportation de Emerson (Manitoba), CPCo et MCV poursuivent leurs efforts pour parachever leurs contrats respectifs de transport par les réseaux pipeliniers de GLGT, ANR et MGSC.

Pour accepter les importations de MCV, GLGT devra mettre en place environ 134 kilomètres (83 milles) de doublement de 914 millimètres (36 pouces), à un coût de 75,3 millions de dollars US. Une demande a été présentée à la Federal Energy Regulatory Commission et une décision sera arrêtée après

l'évaluation environnementale du projet par la Commission. En outre, MCV devra mettre en place un branchement de 40 kilomètres (25 milles), d'un diamètre de 660 millimètres (26 pouces), pour relier son installation au réseau CPCo/MGSC. La construction du branchement devrait être achevée à l'automne de 1989. Aucune nouvelle installation n'est requise sur le réseau de GLGT pour pouvoir acheminer les importations de CPCo.

Vector

Le gaz destiné à Altresco sera transporté en Alberta par le réseau de NOVA jusqu'au point d'interconnexion avec les installations de TransCanada en vue du transport à Niagara Falls (Ontario). À partir de la frontière internationale, le gaz serait transporté par Tennessee Gas Pipeline Company (Tennessee) jusqu'à une nouvelle interconnexion proposée avec Berkshire Gas Company (Berkshire). Tous les réseaux pipeliniers doivent construire des installations, y compris une canalisation de raccordement entre Berkshire et l'installation.

D'ici décembre 1989, Vector prévoit avoir le service de transport garanti par le réseau de NOVA pour 80 % des volumes d'exportation garantis. Le service de transport pour les 20 % garantis restants serait assuré selon une formule interruptible. Vector prévoit pouvoir obtenir par contrat un service de transport garanti pour la totalité du volume à l'exportation, soit $892,3 \times 10^3 \text{ m}^3$ (31,5 millions de pi³) par jour d'ici 1990. Le reste, soit $141,6 \times 10^3 \text{ m}^3$ (5 millions de pi³) par jour, demeurera toujours de nature interruptible.

Vector a passé un contrat préalable de service de transport avec TransCanada et poursuit ses négociations avec TransCanada en vue de la signature du contrat.

À partir de la frontière, le gaz naturel sera transporté par Tennessee jusqu'à une nouvelle interconnexion avec Berkshire. Tous les réseaux pipeliniers doivent agrandir leurs installations et des demandes ont été présentées aux organismes de réglementation pertinents.

Au cas où les approbations des organismes de réglementation tarderaient, des dispositions de transport provisoires par les réseaux de Tennessee, CNG Transmission Co. et Berkshire sont à l'étude. Berkshire, une SDL du Massachusetts, a consenti à construire les installations pipelinères nécessaires pour relier son réseau de distribution à l'installation de Pittsfield.

2.7 Analyse des avantages et coûts

Vente à CPCo et à MCV

Les cinq demandeurs ont présenté une analyse conjointe des avantages et coûts de leurs projets d'exportation à CPCo et à MCV. Le tableau 2-3 en résume les résultats.

Dans leur analyse des avantages et coûts, les demandeurs ont étudié trois scénarios pour déterminer le niveau de sensibilité des avantages nets aux différentes prévisions de prix. Ils ont supposé dans les trois scénarios que les prix réels du gaz vendu à MCV, lesquels sont liés aux coûts d'exploitation des centrales de CPCo alimentées en charbon, demeureraient constants au cours de la durée des contrats. Ils ont également supposé que les prix réels du gaz vendu à CPCo demeureraient constants dans le scénario bas, mais augmenteraient de 2 % et de 4 % par année dans le scénario de base et le scénario élevé, respectivement. Dans la première année des contrats, ils ont supposé que le prix moyen à la frontière serait de 2,28 \$/GJ (2,45 \$ le million de Btu) (\$ CAN de 1988) pour les ventes faites à MCV et de 2,34 \$/GJ (2,51 \$ le million de Btu) (\$ CAN de 1988) pour les ventes faites à CPCo.

Ils ont supposé que les ventes auraient lieu selon un facteur de charge de 84,9 % pendant la durée des contrats. Les revenus tirés des sous-produits du gaz ont été estimés à 20 % de la valeur de la production de gaz associée aux exportations.

Tableau 2-3

**Analyse conjointe, par les demandeurs, des avantages et coûts
des projets d'exportation de gaz
(en millions de \$ CAN de 1988 à un taux d'actualisation de 8%)**

	Scénario bas	Scénario de base	Scénario élevé
AVANTAGES (revenues)			
exportations de gaz	962,9	1032,1	1111,3
ventes de sous-produits	199,0	213,8	230,6
TOTAL	1161,9	1245,9	1341,9
COÛTS			
coûts de production			
capital	136,1	136,1	136,1
exploitation	<u>216,4</u>	<u>216,4</u>	<u>216,4</u>
	352,5	352,5	352,5
coûts de transport			
capital	68,3	68,3	68,3
exploitation	108,1	112,3	117,0
coût d'utilisation	234,9	213,7	192,5
TOTAL	763,8	746,8	730,3
AVANTAGE SOCIAL NET	398,1	499,1	611,6
RAPPORT AVANTAGE/COÛT	1,5	1,7	1,8

Les estimations des coûts de transport comprenaient une provision d'environ 25 millions de dollars en dépenses directes en capital sur le réseau de TransCanada et de 43 millions de dollars sur le réseau de NOVA en Alberta. Cette estimation modeste des coûts des installations sur le réseau de TransCanada s'explique par l'existence d'une capacité inutilisée sur le tronçon Western de TransCanada, à laquelle le demandeur a attribué un coût d'opportunité nul.

Dans leurs calculs des coûts d'utilisation, les demandeurs ont employé une courbe de coût de l'offre selon laquelle les coûts de production réels du gaz naturel pour un cycle complet augmenteraient lentement au cours des vingt prochaines années.

Les résultats indiquaient que les exportations visées par les demandes apporteraient des avantages nets pour le Canada d'environ 499 millions de dollars pour le scénario de base, 398 millions de dollars pour le scénario bas et 611 millions pour le scénario élevé, en supposant un taux d'actualisation de 8 %.

En résumé, les demandeurs ont soutenu que leurs projets d'exportation se traduiraient par des avantages nets considérables pour le Canada et qu'il serait dans l'intérêt public canadien d'accorder les licences sollicitées.

Aucun intervenant n'a contesté le caractère raisonnable des résultats présentés et aucun n'a soutenu que les projets d'exportation ne se traduiraient pas par des avantages économiques nets pour le Canada.

L'Office note que les modalités de prix apparaissant dans les contrats varient d'un demandeur à l'autre, mais que les prix pour les ventes proposées à CPCo sont fondés sur les coûts d'acquisition moyens du gaz naturel des sociétés pipelinères américaines qui approvisionnent CPCo, tandis que les prix pour les ventes proposées à MCV sont fondés sur les coûts moyens d'exploitation des centrales de CPCo alimentées en charbon. Comme l'on s'attend généralement à ce que les prix du gaz naturel grimpent plus rapidement que les prix du charbon, les ventes proposées à CPCi rapporteront aux producteurs des rentrées nettes plus intéressantes que les ventes proposées à MCV.

Les modalités de prix varient d'un contrat à l'autre, mais l'analyse des avantages et coûts présentée était fondée sur l'ensemble des modalités contractuelles de tous les contrats de ventes à CPCo et à MCV pour les cinq demandeurs de licences d'exportation. L'Office note que les ventes proposées à CPCo et à MCV ont été présentées aux producteurs de MWGL de façon globale. En outre, aucune partie à l'audience ne s'est opposée à l'évaluation, selon une formule globale, des exportations visées par les demandes.

L'Office a effectué sa propre analyse des avantages et coûts des demandes de licences d'exportation selon une formule globale. Comme le montre le tableau 2-4, l'analyse de l'Office indique que les avantages nets prévus varieront vraisemblablement entre 89 millions de dollars dans le scénario bas et moins 122 millions de dollars dans le scénario élevé. Les scénarios bas et élevé de l'analyse de l'Office sont fondés sur les scénarios bas et élevé élaborés par le personnel de l'Office dans le rapport d'octobre 1988, *L'énergie au Canada: Offre et demande 1987-2005* (Rapport sur l'offre et la demande). Le scénario bas est fondé sur une perspective de croissance économique mondiale annuelle d'environ 2 %, accompagnée d'augmentations modestes des prix mondiaux du pétrole et des prix nord-américains du gaz naturel. Le scénario élevé est fondé sur une perspective de croissance économique mondiale annuelle d'environ 3 %, accompagnée par des augmentations plus rapides des prix mondiaux du pétrole et des prix nord-américains du gaz naturel. En outre, on suppose que les coûts de l'offre de gaz naturel canadien grimperont plus rapidement dans le scénario élevé que dans le scénario bas. Selon l'Office, ces deux scénarios fournissent une gamme raisonnable des prix futurs vraisemblables du pétrole et du gaz naturel.

Tableau 2-4

**Analyse, par l'Office, des avantages et coûts des projets d'exportation de gaz
(millions de \$ CAN de 1988 à un taux d'actualisation de 8%)**

	Scénario bas	Scénario élevé
AVANTAGES (revenues)		
exportations de gaz	996	1138
ventes de sous-produits	178	295
TOTAL	1174	1433
COÛTS		
coûts de production	302	302
coûts de transport		
exploitation	19	19
capital	72	72
coûts d'utilisation	691	1161
TOTAL	1085	1555
AVANTAGE SOCIAL NET	89	(122)
RAPPORT AVANTAGE/COÛT	1.08	0.92

Les écarts entre les estimations, faites par les demandeurs, et celles, faites par l'Office, des revenus tirés des exportations de gaz et des sous-produits sont faibles et attribuables à de petites différences au niveau des hypothèses sur le taux de change et les prévisions des prix du gaz. L'Office juge raisonnable le facteur de charge moyen supposé des demandeurs, soit 84,9 %, pour l'analyse du scénario de base.

L'Office accepte les estimations des coûts de production des demandeurs, qu'il juge refléter les coûts probables qui devront être engagés.

En ce qui a trait aux coûts des installations, l'Office est d'avis que la mesure, théoriquement correcte, des coûts des installations additionnelles à attribuer à un demandeur de licence d'exportation devrait être:

- 1) la valeur actuelle nette des dépenses prévues en installations, y compris l'exportation visée par la demande; moins
- 2) la valeur actuelle nette des dépenses prévues en installations, non compris l'exportation visée par la demande.

Pour calculer les coûts en capital de cette manière, les dépenses annuelles en installations doivent être prévues avec et sans la licence d'exportation visée par la demande. Toutefois, l'Office considère que le coût marginal d'agrandissement du tronçon Western du réseau de TransCanada est approximativement constant au cours de la période de prévision. En outre, le débit par le tronçon Western de TransCanada devrait s'élever au cours de la période de prévision. Par conséquent, les dépenses en capital supplémentaires sur le tronçon Western de TransCanada, attribuables à une licence

sollicitée, seraient approximativement égales aux coûts de devancement des dépenses en capital directes associées à l'agrandissement de la capacité.

L'Office note que cette méthode s'applique seulement s'il est raisonnable de s'attendre à ce que les débits par les tronçons pertinents augmenteront dans le temps. S'il n'était pas raisonnable de s'attendre à cette augmentation, alors les coûts directs intégraux des installations supplémentaires devraient être répartis à un demandeur de licence d'exportation. Compte tenu des circonstances de la présente demande, l'Office prévoit qu'il est raisonnable de s'attendre à ce que les installations seront nécessaires au-delà de la durée de la licence visée par la demande.

L'Office note également que toute dépense pour de nouvelles installations, pour lesquelles on ne peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles soient utilisées par d'autres expéditeurs, devrait également être attribuée intégralement au demandeur. Cela pourrait s'appliquer, par exemple, à des embranchements consacrés à la desserte de marchés particuliers.

La principale différence entre l'analyse des demandeurs et celle de l'Office réside dans les estimations du coût d'utilisation. Dans leur analyse, les demandeurs supposent, dans les trois scénarios, que les coûts d'approvisionnement augmenteront plus lentement que ne le suppose l'Office dans le scénario bas. Selon l'Office, les coûts futurs d'approvisionnement en gaz naturel augmenteront vraisemblablement dans les limites prévues dans son Rapport de 1988 sur l'offre et la demande; ainsi, les coûts d'utilisation estimatifs des demandeurs minimisent les coûts d'utilisation réels qui seront vraisemblablement engagés.

Le tableau 2-5 montre les résultats des analyses de sensibilité des résultats de l'Office à l'égard de différents taux d'actualisation, de prix du gaz et du pétrole plus élevés et plus bas, d'un facteur de charge plus bas et, à des fins de calcul du coût d'utilisation, de différentes prévisions de la demande d'exportation. Les avantages nets sont positifs dans le scénario bas et négatifs dans le scénario élevé parce que la prévision de prix du gaz plus élevés dans le scénario élevé provoque un effet inégal sur les revenus tirés des exportations de gaz et sur les coûts d'utilisation. Des prix du gaz élevés dans le scénario élevé se traduisent par des revenus à l'exportation plus élevés, mais l'effet est atténué parce que les ventes proposées à MCV, qui représentent approximativement la moitié des volumes d'exportation visés par les demandes, sont liées aux prix du charbon. Des prix du gaz plus élevés sont également associés à des coûts d'approvisionnement futurs plus élevés et, par conséquent, les coûts d'utilisation sont plus élevés dans le scénario élevé que dans le scénario bas. Toutefois, l'effet sur les coûts d'utilisation n'est pas atténué parce que des coûts d'approvisionnement plus élevés sont associés à tous les volumes d'exportation.

Tableau 2-5

**Analyses de sensibilité des demandes de licences autorisant
des exportations à CPCo et MCV
(avantages nets en millions de \$ CAN de 1988)**

	Scénario de prix bas du pétrole	Scénario de prix élevé du pétrole
SCÉNARIO DE BASE	89	(122)
Différents taux d'actualisation		
taux d'actualisation de 6%	52	(233)
taux d'actualisation de 10%	64	(75)
Différents prix du gaz américain		
10% plus élevés	135	(62)
10% plus bas	42	(183)
Différents prix du charbon américain		
10% plus élevés	133	(78)
10% plus bas	45	(166)
Sensibilités selon le facteur de charge		
facteur de charge 75%	90	(86)
Sensibilités selon les coûts d'utilisation		
exportations à 1,2 EJ (1,1 billion de pi ³ /année)	146	(36)
exportations à 1,8 EJ (1,7 billion de pi ³ /année)	57	(164)

En résumé, l'Office juge que tous les avantages des projets d'exportation pour le Canada seront vraisemblablement attribuables aux exportations de gaz destinées à CPCo. Les ventes à l'exportation à MCV ne devraient pas fournir d'avantages nets pour le Canada parce que les prix à l'exportation, liés aux prix du charbon, n'augmenteront probablement pas aussi rapidement que le coût de remplacement du gaz. L'Office accepte que les projets d'exportation, dans leur ensemble, permettront vraisemblablement de recouvrer les coûts associés au Canada, y compris un rendement normal de l'investissement.

Vector

Le tableau 2-6 montre les résultats sommaires de l'analyse des avantages et coûts que Vector a présentée à l'appui de sa demande. L'étude indique que les exportations visées par la demande devraient se traduire par des avantages nets pour le Canada allant d'environ 28 millions de dollars (\$ de 1988) et 117 millions de dollars (\$ de 1988) dans les scénarios élevé et bas du demandeur, respectivement, en supposant un taux d'actualisation de 8 %.

Tableau 2-6**Analyse, par Vector, des avantages et coûts
de son projet d'exportation**

(millions de \$ CAN de 1988 à un taux d'actualisation de 8 %)

	Scénario bas	Scénario élevé
AVANTAGES		
exportations de gaz	277	277
ventes de sous-produits	87	87
TOTAL	364	364
COÛTS		
coûts de production	45	45
coûts de transport	79	79
coûts d'utilisation	123	212
TOTAL	247	336
AVANTAGE SOCIAL NET	117	28
RAPPORT AVANTAGE/COÛT	1,47	1,08

Les scénarios de prix mondiaux du pétrole bas et élevé, établis par le demandeur, se distinguent l'un de l'autre seulement par les différentes hypothèses au sujet des coûts d'approvisionnement futur en gaz naturel. Les coûts d'approvisionnement futur sont supposés augmenter plus rapidement dans le scénario élevé que dans le scénario bas, ce qui aboutit à des coûts d'utilisation estimatifs plus élevés dans le scénario élevé. Comme le montre le tableau 2-6, toutes les autres prévisions des coûts et des revenus sont identiques dans les scénarios bas et élevé.

Le prix à l'exportation est lié à un indice de combustible fossile qui représente le coût moyen, pour les services d'électricité de la Nouvelle-Angleterre, d'achat du charbon, du mazout lourd et du gaz naturel américain, à des fins de production d'électricité. La moitié (50 %) de l'indice est fondé sur le prix du mazout résiduel n° 6, d'une teneur en soufre de 2,2 %, à l'arrivée au port de New York. Le demandeur a supposé qu'en 1989, le baril de mazout coûterait 17 \$ US et qu'il augmenterait à un taux annuel moyen réel d'environ 2,5 % au cours de la durée du contrat.

Un quart (25 %) de l'indice est fondé sur le coût moyen pondéré, à la livraison, du charbon thermique de New Englands Power Company. Il a été prévu que les prix du charbon atteindraient en moyenne 1,57 \$ US le million de Btu (1,46 \$/GJ) en 1989 et grimperaient ensuite de 1 % par année en termes réels. Le dernier quart de l'indice est fondé sur le coût moyen pondéré du gaz de Tennessee Pipeline Company (WACOG). Il a été supposé que ce coût atteindrait en moyenne 2,20 \$ US le million de Btu (2,05 \$/GJ) en 1988 et augmenterait de 2 % par année, en termes réels, au cours de la durée du contrat. Les hypothèses de prix susmentionnées, ainsi que la prévision d'un facteur de charge moyen de 75 % dans chaque année de contrat, étaient la prévision, par le demandeur, des revenus tirés de l'exportation.

Le demandeur a estimé les revenus tirés des sous-produits, par unité de gaz commercialisable livré à NOVA, à 12 % du prix mondial de l'équivalent pétrole.

En vertu des contrats de vente de gaz, Altresco paie aux producteurs le combustible fourni à TransCanada et à NOVA. Ainsi, ces revenus sont jugés constituer un avantage équivalent aux revenus tirés des exportations de gaz. Les revenus tirés du combustible fourni à TransCanada et à NOVA ont été estimés sur la base d'un rapport de combustible de 12 % et de 0,5 %, respectivement.

Dans sa présentation, le demandeur a indiqué qu'il possédait toutes les réserves nécessaires à l'appui de ses ventes au cours de la durée du contrat et que, parce que la plupart des dépenses en capital avaient déjà été engagées, les coûts de mise en valeur au gisement atteindraient seulement 0,37 \$/GJ (0,40 \$ le million de Btu).

Les coûts de transport estimatifs comprenaient 73 millions de dollars de dépenses en capital relatives au réseau de TransCanada, selon l'information fournie par TransCanada à Vector. Le demandeur a calculé qu'environ 8,4 millions de dollars en dépenses en capital relatives au réseau de NOVA pourraient être attribués à sa demande de licence d'exportation, en supposant que les coûts additionnels pour NOVA pourraient être répartis proportionnellement entre tous les volumes supplémentaires. En outre, les coûts de transport estimatifs comprenaient une provision pour les coûts d'exploitation supplémentaires réels, associés au transport des volumes d'exportation prévus.

Le demandeur a estimé les coûts d'utilisation, associés aux volumes d'exportation prévus, en se servant des estimations des coûts d'approvisionnement et des prévisions de la demande de gaz naturel au Canada contenues dans les scénarios bas et élevé du rapport de septembre 1988 du personnel de l'Office, *L'énergie au Canada: Offre et demande 1987-2005*. Afin de calculer les coûts d'utilisation attribuables à une exportation supplémentaire, il est nécessaire de préparer une prévision de la production totale de gaz en l'absence de l'exportation visée par la demande. Lorsqu'il a retenu sa prévision, Vector a choisi d'utiliser le moindre des volumes d'exportation sous licences ou d'une prévision des exportations, faite par l'ASPIC et datée de février 1988. Parce que les volumes d'exportation sous licences, au moment où Vector a présenté sa demande, chutent abruptement après 1994, la méthode du demandeur aboutit à une prévision de la demande d'exportation dans laquelle les exportations sont inférieures à 8,5 milliards de mètres cubes (300 milliards de pieds cubes) par année après 1994 et diminuent par la suite.

Le demandeur a soutenu que sa méthode convenait parce qu'elle orientait l'analyse sur le coût d'utilisation des exportations autorisées en sus des niveaux actuellement sous licences.

En résumé, Vector a soutenu que ses exportations apporteraient des avantages nets pour le Canada. Aucun intervenant n'a contesté le caractère raisonnable des résultats présentés et aucun n'a soutenu que le projet d'exportation n'apporterait pas d'avantages économiques nets pour le Canada.

L'Office conclut que, tout compte fait, la prévision, faite par le demandeur, des prix à l'exportation et des revenus tirés des exportations et des sous-produits est raisonnable. Il note que, pour se conformer aux scénarios bas et élevé présentés par le demandeur relativement au coût d'utilisation des prévisions des revenus pourraient avoir été fournies pour les scénarios bas et élevé du demandeur.

L'Office croit comprendre que les estimations des revenus associés au combustible, indiquées dans le tableau 2-6, sont exagérées parce qu'elles ont été erronément fondées sur un rapport marginal de combustible de 12 % pour le réseau de TransCanada, plutôt que sur le rapport du combustible moyen, estimé à 7,75 %.

L'Office n'accepte pas les estimations des coûts de production présentées dans l'analyse des avantages et coûts. Comme en traite la section 2.3, il semble que le demandeur ne possède pas suffisamment de

réserves à l'appui de la production des volumes visés par la demande ou des volumes d'exportation prévus. En outre, d'après les renseignements présentés par Vector, de nombreux travaux de mise en valeur doivent être effectués sur les réserves établies de Vector pour réaliser la productibilité visée. Selon l'Office, les coûts de production de Vector pour ses réserves établies démontrées seraient au moins égaux aux coûts moyens de l'industrie, soit environ 0,72 \$/GJ (0,77 \$ le million de Btu).

L'Office reconnaît que Vector a présenté son estimation des coûts des installations supplémentaires associées pour le réseau de TransCanada en se fondant sur les renseignements que lui a transmis TransCanada. Cette estimation a été fondée sur les coûts directs des installations supplémentaires associées à la demande présentée par Vector, d'après les coûts des installations contenus dans la demande visant les installations de 1989-1990 de TransCanada (GH-4-88).

Toutefois, l'Office est d'avis que la mesure théoriquement correcte des coûts des installations supplémentaires à être attribués au demandeur serait:

- 1) la valeur actuelle nette des dépenses liées aux installations prévues, y compris l'exportation visée par la demande; moins
- 2) la valeur actuelle nette des dépenses liées aux installations prévues, non compris l'exportation visée par la demande.

Pour calculer les coûts en capital de cette manière, on doit établir une prévision des dépenses annuelles liées aux installations avec et sans la licence d'exportation visée par la demande. Toutefois, l'Office juge que le coût marginal d'agrandissement des tronçons pertinents du réseau de TransCanada est approximativement constant au cours de la période de prévision. En outre, les débits par les tronçons Western et Central du réseau de TransCanada augmenteront probablement au cours de la période de prévision. Par conséquent, les dépenses en capital supplémentaires pour les tronçons Western et Central de TransCanada attribuables à une licence visée par la demande seraient approximativement égales aux coûts de devancement des dépenses en capital directes associées à l'agrandissement de la capacité.

L'Office note que cette méthode s'applique seulement s'il est raisonnable de s'attendre à ce que les débits sur les tronçons pertinents augmenteront dans le temps; dans ce cas, il est raisonnable de supposer que les autres expéditeurs utiliseraient la capacité disponible si la licence visée par la demande n'était pas renouvelée au moment de son expiration. S'il n'était pas raisonnable de s'attendre à ce que les débits augmentent, alors les coûts directs entiers des installations supplémentaires, engagés au moment de la construction, devraient être répartis à un demandeur de licence d'exportation.

L'Office note également que les dépenses pour les nouvelles installations dont on ne peut s'attendre raisonnablement à ce qu'elles soient utilisées par d'autres expéditeurs devraient également être pleinement attribuées au demandeur de licence d'exportation. Par exemple, cela pourrait s'appliquer à tout embranchement pouvant desservir des marchés particuliers.

L'Office n'accepte pas la méthode utilisée par le demandeur pour le calcul des coûts d'utilisation. La prévision, faite par le demandeur, de la demande d'exportation en l'absence de son projet d'exportation semble minimiser sérieusement les exportations qui pourraient être acheminées durant la période de prévision. Qui plus est, la prévision faite par le demandeur implique que les installations pipelinères

seraient sous-utilisées lorsque les licences existantes expireront et que d'autres débouchés pour le gaz canadien à l'étranger n'existeraient pas.

Un autre aspect indésirable du recours aux exportations sous licences pour le calcul de la demande serait le traitement inégal éventuel des demandes visant des exportations; c'est-à-dire que deux demandeurs, dont les volumes et les dispositions contractuelles en matière de prix seraient identiques, seraient évalués différemment selon que le niveau des exportations faites sous licences différerait au moment où chaque demande est présentée.

Le coût d'utilisation se produit parce que l'accroissement de la production à partir des gisements actuels devance le moment où des gisements d'un coût d'exploitation plus élevé doivent être exploités. Ainsi, le coût d'utilisation est une fonction du profil de production du gaz dans le temps et ne se rapporte pas directement au niveau des exportations sous licences. Selon l'Office, la démarche correcte consiste à utiliser une prévision raisonnable de la demande d'exportation en l'absence de l'exportation visée par la demande et, comme cela se fait pour les autres composantes de l'analyse, de mettre à l'épreuve la sensibilité des estimations du coût d'utilisation pour des niveaux d'exportation future, plus faibles ou plus élevés.

L'Office a préparé sa propre analyse des avantages et coûts de la demande d'exportation présentée par Vector. Comme en traite la section 2.3, l'Office est d'avis que Vector ne dispose pas de réserves établies suffisantes pour produire les volumes visés par la demande au cours de toute la durée de la licence sollicitée. L'Office a également exclu les volumes de Wainoco dans son évaluation de la demande. Par conséquent, l'Office a fondé son analyse des avantages et coûts sur des volumes d'exportation de 850 000 mètres cubes (30 millions de pieds cubes) par jour pour une licence d'une durée de 15 années, par opposition aux volumes visés par la demande, soit 1 034 000 mètres cubes (36,5 millions de pieds cubes) par jour pour une licence d'une durée de 20 années.

L'Office a mené son analyse en vertu des scénarios de prix bas et élevé du pétrole, chacun de ces scénarios étant conforme aux prévisions de prix et de coûts contenues dans les scénarios de prix bas et élevé du pétrole du Rapport de 1988 de l'Office sur l'offre et la demande.

L'Office a calculé, selon la méthode décrite plus haut, les coûts des installations supplémentaires associées à la demande présentée par Vector sur les réseaux de TransCanada et de NOVA. Selon l'Office, dans ce cas, il est raisonnable de supposer que les débits continueront d'augmenter sur les tronçons touchés et, par conséquent, la méthode est applicable.

Les coûts totaux de production supplémentaire attribuables à une nouvelle exportation comprennent les coûts de production directs, redressés d'un crédit pour revenus tirés des sous-produits, et les coûts d'utilisation. Dans le calcul des coûts totaux de production supplémentaire associés à l'exportation, l'Office prévoit la demande sur le marché canadien et le marché de l'exportation en se fondant sur les prévisions des scénarios bas et élevé de son Rapport de 1988 sur l'offre et la demande. Les volumes d'exportation pour lesquels l'Office a envisagé la délivrance de licences ont ensuite été déduits de ces prévisions pour déterminer le profil de production en l'absence de l'exportation. Les coûts totaux de production supplémentaire, attribuables à l'exportation visée par la demande, ont ensuite été calculés comme étant:

- (1) la valeur actuelle nette des coûts totaux de production de toute la production prévue, avec l'exportation; moins

- (2) la valeur actuelle nette des coûts totaux de production de toute la production prévue, sans l'exportation.

On soustrait les coûts directs de production du demandeur du reste de (1) moins (2) et on obtient les coûts d'utilisation estimatifs attribuables à l'exportation visée par la demande. Ces coûts de production directs ont été supposés atteindre 0,72 \$/GJ (0,77 \$ le million de Btu), ce qui est égal aux coûts moyens approximatifs de l'industrie. Si les coûts de production directs étaient plus élevés, les coûts d'utilisation diminueraient d'un montant correspondant. Ainsi, aussi longtemps que la production à partir des réserves de gaz du demandeur ne s'écarterait pas sérieusement du chemin optimal de production à partir de toutes les réserves supplémentaires, une estimation exacte des coûts de production directs du demandeur n'est pas essentielle à l'analyse.

La méthode adoptée par l'Office aboutit à des coûts d'utilisation quelque peu plus élevés que les coûts estimatifs du demandeur.

Le tableau 2-7 montre les résultats de l'analyse des coûts et avantages du scénario de base, menée par l'Office, pour les scénarios de prix du pétrole bas et élevé. L'analyse de l'Office indique que les exportations visées par la demande ne devraient vraisemblablement pas permettre de recouvrer les coûts encourus au Canada. Cela s'explique surtout par le caractère relativement peu intéressant des prix dans le contrat de vente à l'exportation.

Le tableau 2-8 montre les résultats des analyses de sensibilité des résultats de l'Office à l'égard de différents taux d'actualisation, de prix mondiaux du pétrole et de prix du gaz américain plus élevés et plus bas, de différents facteurs de charge et, à des fins de calcul des coûts d'utilisation, de différentes prévisions de la demande d'exportation.

Les évaluations de la sensibilité des avantages nets à un taux d'actualisation de 6 % montrent des avantages nets plus faibles dans le scénario de base à un taux d'actualisation de 8 % que dans les scénarios de prix bas et élevé du pétrole. L'utilisation d'un taux d'actualisation moins élevé dans une analyse de viabilité devrait normalement aboutir à des avantages actuels nets plus élevés parce que la valeur actuelle des revenus futurs augmente plus que la valeur actuelle des coûts en capital et de production lorsque le taux d'actualisation diminue. Toutefois, parce que les coûts d'utilisation sont engagés dans le temps, l'utilisation d'un taux d'actualisation moins élevé aboutit également à une valeur actuelle nette plus élevée de ces coûts. Dans cette analyse, l'augmentation de la valeur actuelle nette des coûts d'utilisation dépasse l'augmentation de la valeur actuelle nette des revenus lorsqu'un taux d'actualisation de 6 % est utilisé.

Tableau 2-7

**Analyse, par l'Office, des avantages et coûts de la demande
d'exportation présentée par Vector¹
(millions de \$ CAN de 1988 à un taux d'actualisation de 8 %)**

	Scénario de prix bas du pétrole	Scénario de prix élevé du pétrole
AVANTAGES		
revenus tirés de l'exportation de gaz	175	215
revenus tirés des sous-produits	32	53
revenus tirés du combustible	<u>8</u>	<u>11</u>
TOTAL	215	279
COÛTS		
coûts de production	53	53
coûts de mise en marché	2	2
coûts du transport - exploitation	3	3
- capital	41	41
coûts d'utilisation	<u>128</u>	<u>213</u>
TOTAL	227	313
AVANTAGES SOCIAUX NETS	(13)	(34)
RAPPORT AVANTAGE/COÛT	0,94	0,89

I. Le tableau ne se compare pas directement au tableau 2-5 parce que le demandeur a fondé son analyse sur les volumes visés par la demande, soit 1004 10³m³/j (36,5 millions de pi³/j) pour une licence d'une durée de 20 ans, tandis que l'analyse menée par l'Office est fondée sur 850 10³m³/j (30 millions de pi³/j) pour une licence d'une durée de 15 ans, selon un facteur de charge de 75%. Le calcul des coûts d'utilisation est fondé sur la croissance prévue de la demande de gaz naturel intérieure totale, plus la croissance prévue de la demande sur le marché de l'exportation s'élevant à 1,5 EJ (1,4 10¹²pi³) d'ici à 1994. Les totaux ont été arrondis.

L'Office note également que les avantages nets diminuent légèrement lorsque le facteur de charge supposé passe de 60 % à 75 % et de 75 % à 90 %. Cela se produit parce que les revenus marginaux tirés des ventes supplémentaires ne permettent pas de recouvrer les coûts combinés de production et d'utilisation marginales lorsque le niveau de production s'accroît.

Les résultats des analyses de sensibilité indiquent qu'en vertu d'une vaste gamme d'hypothèses plausibles au sujet des variables clés de l'analyse, les exportations n'apportent pas d'avantages nets au Canada.

Tableau 2-8

Analyses de sensibilité de la demande de licence d'exportation présentée par Vector (avantages nets en millions de \$ CAN de 1988)

	Scénario de prix bas du pétrole	Scénario de prix élevé du pétrole
SCÉNARIO DE BASE*	(13)	(34)
Différents taux d'actualisation		
taux d'actualisation de 6 %	(15)	(48)
taux d'actualisation de 10 %	(20)	(31)
Différents prix mondiaux du ptrole		
10 % plus élevé	(7)	(24)
10 % moins élevé	(18)	(44)
Différents prix du gaz américain		
10 % plus élevé	(10)	(31)
10 % moins élevé	(15)	(37)
Sensibilités au facteur de charge		
facteur de charge de 60 %	(3)	(20)
facteur de charge de 90 %	(21)	(47)
Sensibilités au coût d'utilisation		
exportations à 1,2 EJ (1,1 billion pi ³)/année	(4)	(18)
exportations à 1,8 EJ (1,7 billion pi ³)/année	(18)	(42)

*Nota: Le scénario de base reflète toutes les hypothèses sur les avantages et les coûts indiquées dans le tableau 2-7.

Chapitre 3

Décision

3.1 Canterra, Norcen, Poco, Shell et WGML

L'Office a décidé de délivrer de nouvelles licences distinctes à chacun des cinq demandeurs engagés dans les ventes à CPCo et à MCV. Canterra et Poco ont chacune demandé une licence unique et Shell a demandé une modification de la licence GL 100 incluant les ventes proposées à CPCo et à MCV, mais l'Office a décidé, à des fins d'uniformité et d'efficacité administrative, de délivrer deux nouvelles licences à chaque demandeur. En outre, l'Office a demandé l'approbation du gouverneur en conseil pour une modification de la licence GL 100 traduisant les besoins réduits de Granite State comme le décrit Shell dans sa demande. Les annexes I à V contiennent les conditions des licences proposées et des ordonnances modificatrices, y compris l'exigence selon laquelle les exportations autorisées par les nouvelles licences doivent commencer le ou avant le 31 décembre 1991. Si cette condition n'est pas respectée, les licences expireront.

L'Office note que la mise en oeuvre de la décision exige que le gouverneur en conseil approuve les nouvelles licences et les ordonnances modificatrices.

Lorsqu'il a arrêté sa décision, l'Office a étudié toutes les questions pertinentes, y compris la question de savoir si les volumes destinés à l'exportation sont excédentaires sur les besoins raisonnablement prévisibles des Canadiens. A cet égard, l'Office a noté l'absence de toute plainte ou opposition aux projets d'exportation. En outre, les demandeurs ont déposé une étude conjointe de l'incidence environnementale; cette étude montrait que les projets d'exportation auraient peu ou pas d'incidence sur la production totale, les prix et les modes de consommation du gaz. D'après la preuve, l'Office est convaincu que les exportations proposées sont excédentaires sur les besoins raisonnablement prévisibles des Canadiens.

L'Office a également évalué d'autres points d'intérêt public, y compris l'approvisionnement en gaz, les marchés, les contrats de vente de gaz, les dispositions de transport et une analyse des coûts et avantages des projets d'exportation.

L'Office a étudié l'approvisionnement en gaz et la capacité de production de chaque demandeur et les a comparés à ses propres estimations. Dans tous les cas à l'exception de Poco, l'Office était satisfait de l'approvisionnement en gaz. Pour ce qui est de Poco, l'Office n'était pas convaincu que Poco disposait de réserves consacrées suffisantes pour approvisionner le projet durant toute la durée. Par conséquent, l'Office a décidé de délivrer à Poco une licence, d'une durée d'application de 12 années, autorisant la vente à MCV d'un volume de 2 715 millions de mètres cubes ($95,8 \cdot 10^9 \text{pi}^3$) pendant la durée de la licence. Poco avait sollicité une licence unique, d'une durée d'application de 16 années, autorisant la vente à MCV d'un volume de 3 749 millions de mètres cubes ($132,3 \cdot 10^9 \text{pi}^3$) pendant la durée de la licence.

L'Office a également étudié la preuve, produite par les demandeurs, sur les marchés et les contrats; selon l'Office, les exportations destinées à CPCo et à MCV se feront selon des facteurs de charge assez élevés.

Les demandeurs ont présenté une analyse des coûts et avantages fondée sur les conditions contractuelles pour l'ensemble des ventes proposées à CPCo et à MCV. L'Office accepte que, dans

leur ensemble, les exportations permettront vraisemblablement de recouvrer les coûts associés au Canada, y compris un rendement normal de l'investissement. Toutefois, selon l'Office, les ventes proposées à MCV ne fourniraient pas d'avantages nets pour le Canada si elles étaient analysées séparément. Bien que l'Office accepte que, dans le contexte de ces demandes, il est raisonnable de mener une évaluation économique globale, il est seulement disposé à délivrer des licences relativement aux ventes à MCV à la condition explicite que ces ventes soient liées à celles faites à CPCo. Par conséquent, l'Office a assorti chacune des nouvelles licences concernant MCV d'une condition exigeant que les volumes annuels exportés en vertu de ces licences ne dépassent pas les volumes réels exportés en vertu de la licence correspondant, de chaque demandeur, à CPCo.

L'Office rejette les demandes présentées par Canterra, Norcen et Shell visant l'autorisation d'exporter des volumes dépassant la quantité journalière maximale. L'Office ne s'oppose pas à une certaine souplesse dans les licences, mais il n'était pas convaincu par la preuve que les contrats exigent une telle souplesse et, si c'était le cas, par quel mécanisme devrait être assurée une telle souplesse. L'Office n'accepte pas le mécanisme proposé par Shell visant à accroître de 10 % les quantités journalières, annuelles et pour la durée de la licence.

L'Office rejette également la demande présentée par WGML visant une prorogation de la licence autorisant le recouvrement des volumes non livrés. La durée proposée des licences qui sont délivrées à WGML reflète la durée des contrats que WGML a négociés avec les acheteurs. Si les volumes ne sont pas livrés, WGML pourra alors modifier ses contrats et présenter à l'Office une demande de prorogation de licence.

En outre, l'Office a décidé de réduire, le cas échéant, les quantités journalières, annuelles et pour la durée de la licence afin qu'elles coïncident avec les quantités prévues dans les contrats passés entre les demandeurs et les acheteurs. Dans le cas de la licence délivrée à Norcen pour des exportations à MCV, cela aboutit à des volumes sous licences plus faibles dans les années initiales jusqu'au 31 octobre 1994.

3.2 Vector

Lorsqu'il a évalué la preuve, l'Office a étudié toutes les questions pertinentes, y compris la question de savoir si les volumes destinés à l'exportation sont excédentaires sur les besoins raisonnablement prévisibles des Canadiens. À cet égard, l'Office a noté l'absence de toute plainte et les résultats de l'EIE du demandeur. D'après la preuve, l'Office est convaincu que l'exportation proposée est excédentaire sur les besoins raisonnablement prévisibles des Canadiens.

L'Office n'est pas satisfait des rapports contractuels étayant le projet. Lorsqu'il évalue une demande d'exportation, l'Office juge important que les principales parties au projet aient signé les contrats qui les lient comme preuve de la solidité commerciale du projet. D'une importance primordiale sont les contrats entre les producteurs, l'acheteur, le vendeur et le commercialisateur du gaz.

L'Office aurait préféré que l'Entente mandataire ait été signée par Vector et les six producteurs, mais il est convaincu que, d'après le contrat de vente entre Vector, Altresco et six producteurs, Vector représente ces producteurs. Toutefois, l'Office n'est pas convaincu que Vector agit à titre de mandataire de Wainoco, comme en témoigne la non-signature par Wainoco de l'Entente mandataire, et le contrat de vente séparé entre Wainoco et Altresco.

L'Office n'est également pas satisfait de l'approvisionnement en gaz global de Vector. Les estimations, faites par l'Office, de l'approvisionnement et de la capacité de production de Vector sont considérablement inférieures à celles faites par le demandeur. Elles ne comprenaient pas les réserves

de Wainoco, puisqu'aucun contrat ne témoigne du fait que Vector représente Wainoco. Elles excluaient également diverses réserves pour lesquelles Vector n'a pas fourni de fiches de données. Cela s'appliquait aussi aux réserves additionnelles que Vector a incorporées dans le cadre de sa réponse à l'Office au sujet de la productibilité.

L'Office a également évalué l'analyse des coûts et avantages effectuée par Vector et il a préparé ses propres estimations. Selon l'Office, dans le scénario de base et en vertu d'une vaste gamme de sensibilités, l'exportation ne permettrait pas de recouvrer les coûts associés au Canada. Cela s'explique surtout par le caractère relativement peu des prix dans les contrats de vente de gaz.

L'Office n'est pas convaincu que le projet d'exportation est dans l'intérêt public: l'Office a des préoccupations majeures concernant la preuve, produite par Vector, relativement à l'approvisionnement en gaz et aux contrats; et l'analyse, faite par l'Office, des avantages et des coûts, indique que l'exportation visée par la demande ne permettra vraisemblablement pas de recouvrer les coûts au Canada. Par conséquent, l'Office rejette la demande de licence d'exportation présentée par Vector.

J.-G. Fredette
Membre président

J.R. Jenkins
Membre

K.W. Vollman
Membre

Annexe I

Conditions des licences à délivrer à Canterra

Conditions de la licence à délivrer à Canterra pour l'exportation à CPCo

1. La licence sera en vigueur à la date où le gouverneur en conseil l'aura approuvée et expirera le 31 octobre 1991, à moins que les exportations en vertu de la présente licence commencent le ou avant le 31 octobre 1991, dans lequel cas la licence expirera le 31 octobre 2003.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz exportable en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser:
 - (a) 424 900 mètres cubes par jour;
 - (b) 155 100 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant un 31 octobre;
 - (c) 2 099 100 000 mètres cubes durant la période d'application de la licence.
3.
 - (a) À titre d'écart admissible, la quantité que Canterra peut exporter durant toute période de 24 heures en vertu de la présente licence peut dépasser de 10 % la limite journalière imposée dans la condition 2.
 - (b) À titre d'écart admissible, la quantité que Canterra peut exporter en vertu de la présente licence durant tout mois civil peut dépasser de 2 % la quantité admissible durant cette période.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence doit être livré au point d'exportation près de Emerson, au Manitoba.

Conditions de la licence à délivrer à Canterra pour l'exportation à MCV

1. La licence entrera en vigueur à la date où le gouverneur en conseil l'aura approuvée et expirera le 31 décembre 1991, à moins que les exportations en vertu de la présente licence commencent le ou avant le 31 décembre 1991, dans lequel cas la licence expirera le 31 octobre 2004.
2.
 - (a) Sous réserve de la clause (b) ci-dessous et de la condition 3, la quantité de gaz exportable en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser:
 - i) 424 900 mètres cubes par jour;
 - ii) 155 100 000 mètres cubes durant toute période de douze mois consécutifs se terminant un 31 octobre; ou
 - iii) 2 246 400 000 mètres cubes durant la période d'application de la licence.

- (b) Durant la période d'application de la licence GL-(A), la quantité de gaz exportable en vertu de la présente licence, durant toute période de douze mois consécutifs se terminant un 31 octobre, ne doit pas dépasser la quantité réelle de gaz exportée à Consumers Power Company durant la même période en vertu de la licence GL-(A).
- 3.
 - (a) À titre d'écart admissible, la quantité que Canterra peut exporter durant toute période de 24 heures en vertu de la présente licence peut dépasser de 10 % la limite journalière imposée dans la condition 2.
 - (b) À titre d'écart admissible, la quantité que Canterra peut exporter en vertu de la présente licence durant tout mois civil peut dépasser de 2 % la quantité admissible durant cette période.
- 4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence doit être livré au point d'exportation près de Emerson, au Manitoba.

(A) Se rapporterait à la licence délivrée relativement aux exportations faites à CPCo.

Annexe II

Conditions des licences à délivrer à Norcen

Conditions de la licences à délivrer à Norcen pour l'exportation à CPCo

1. La licence entrera en vigueur à la date où le gouverneur en conseil l'aura approuvée et expirera le 31 octobre 1991, à moins que les exportations en vertu de la présente licence commencent le ou avant le 31 octobre 1991, dans lequel cas la licence expirera le 31 octobre 2001.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz exportable en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser:
 - (a) 396 600 mètres cubes par jour;
 - (b) 144 500 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant un 31 octobre;
 - (c) 1 841 100 000 mètres cubes durant la période d'application de la licence.
3. À titre d'écart admissible, la quantité que Norcen peut exporter dans toute période de 24 heures en vertu de la présente licence peut dépasser de 10 % la limite journalière imposée dans la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence doit être livré au point d'exportation près de Emerson, au Manitoba.

Conditions de la licence à délivrer à Norcen pour l'exportation à MCV

1. La licence entrera en vigueur à la date où le gouverneur en conseil l'aura approuvée et expirera le 31 décembre 1991, à moins que les exportations en vertu de la présente licence commencent le ou avant le 31 décembre 1991, dans lequel cas la licence expirera le 31 octobre 2001.
2. (a) Sous réserve de la clause (b) ci-dessous et de la condition 3, la quantité de gaz exportable en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser:
 - i) de la date d'approbation de la présente licence par le gouverneur en conseil au 31 octobre 1994, 184 100 mètres cubes par jour, ou 67 200 000 mètres cubes durant toute période de douze mois consécutifs se terminant un 31 octobre;
 - ii) du 1^{er} novembre 1994 au 31 octobre 2001, 283 300 mètres cubes par jour, ou 104 800 000 mètres cubes durant toute période de douze mois consécutifs se terminant un 31 octobre; ou
 - iii) 1 034 000 000 mètres cubes durant la période d'application de la licence.

- (b) Durant la période d'application de la licence GL-(A), la quantité de gaz exportable en vertu de la présente licence, durant toute période de douze mois consécutifs se terminant un 31 octobre, ne doit pas dépasser la quantité réelle de gaz exportée à Consumers Power Company durant la même période en vertu de la licence GL-(A).
3. À titre d'écart admissible, la quantité que Norcen peut exporter pendant toute période de 24 heures en vertu de la présente licence peut dépasser de 10 % la limite journalière imposée dans la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence doit être livré au point d'exportation près de Emerson, au Manitoba.

(A) Se rapporterait à la licence délivrée relativement aux exportations faites à CPCo.

Annexe III

Conditions des licences à délivrer à Poco

Conditions de la licence à délivrer à Poco pour l'exportation à CPCo

1. La licence sera en vigueur à la date où le gouverneur en conseil l'aura approuvée et expirera le 31 octobre 1991, à moins que les exportations en vertu de la présente licence commencent le ou avant le 31 octobre 1991, dans lequel cas la licence expirera le 31 octobre 2000.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz exportable en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser:
 - (a) 708 200 mètres cubes par jour;
 - (b) 258 500 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant un 31 octobre;
 - (c) 2 843 500 000 mètres cubes durant la période d'application de la licence.
3.
 - (a) À titre d'écart admissible, la quantité que Poco peut exporter durant toute période de 24 heures en vertu de la présente licence peut dépasser de 10 % la limite journalière imposée dans la condition 2.
 - (b) À titre d'écart admissible, la quantité que Poco peut exporter en vertu de la présente licence durant tout mois civil peut dépasser de 2 % la quantité admissible durant cette période.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence doit être livré au point d'exportation près de Emerson, au Manitoba.

Conditions de la licence à délivrer à Poco pour l'exportation à MCV

1. La licence entrera en vigueur à la date où le gouverneur en conseil l'aura approuvée et expirera le 31 décembre 1991, à moins que les exportations en vertu de la présente licence commencent le ou avant le 31 décembre 1991, dans lequel cas la licence expirera le 31 octobre 2000.
2.
 - (a) Sous réserve de la clause (b) ci-dessous et de la condition 3, la quantité de gaz exportable en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser:
 - i) 708 200 mètres cubes par jour;
 - ii) 258 500 000 mètres cubes durant toute période de douze mois consécutifs se terminant un 31 octobre; ou
 - iii) 2 715 300 000 mètres cubes durant la période d'application de la licence.

- (b) Durant la période d'application de la licence GL-(A), la quantité de gaz exportable en vertu de la présente licence, durant toute période de douze mois consécutifs se terminant un 31 octobre, ne doit pas dépasser la quantité réelle de gaz exportée à Consumers Power Company durant la même période en vertu de la licence GL-(A).
- 3.
 - (a) À titre d'écart admissible, la quantité que POCO peut exporter durant toute période de 24 heures en vertu de la présente licence peut dépasser de 10 % la limite journalière imposée dans la condition 2.
 - (b) À titre d'écart admissible, la quantité que POCO peut exporter en vertu de la présente licence durant tout mois civil peut dépasser de 2 % la quantité admissible durant cette période.
- 4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence doit être livré au point d'exportation près de Emerson, au Manitoba.

(A) Se rapporterait à la licence délivrée relativement aux exportations faites à CPO.

Annexe IV

Conditions des licences et de la modification de la licence à délivrer à Shell

Conditions de la licence à délivrer à Shell pour l'exportation à CPCo

1. La licence sera en vigueur à la date où le gouverneur en conseil l'aura approuvée et expirera le 31 octobre 1991, à moins que les exportations en vertu de la présente licence commencent le ou avant le 31 octobre 1991, dans lequel cas la licence expirera le 31 octobre 2003.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz exportable en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser.
 - (a) 424 900 mètres cubes par jour;
 - (b) 155 100 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant un 31 octobre;
 - (c) 2 234 000 000 mètres cubes durant la période d'application de la licence.
3. À titre d'écart admissible, la quantité que Shell peut exporter durant toute période de 24 heures en vertu de la présente licence peut dépasser de 10 % la limite journalière imposée dans la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence doit être livré au point d'exportation près de Emerson, au Manitoba.

Conditions de la licence à délivrer à Shell pour l'exportation à MCV

1. La licence entrera en vigueur à la date où le gouverneur en conseil l'aura approuvée et expirera le 31 décembre 1991, à moins que les exportations en vertu de la présente licence commencent le ou avant le 31 décembre 1991, dans lequel cas la licence expirera le 31 octobre 2004.
2. (a) Sous réserve de la clause (b) ci-dessous et de la condition 3, la quantité de gaz exportable en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser:
 - i) 424 900 mètres cubes par jour;
 - ii) 155 100 000 mètres cubes durant toute période de douze mois consécutifs se terminant un 31 octobre; ou
 - iii) 2 250 000 000 mètres cubes durant la période d'application de la licence.
- (b) Durant la période d'application de la licence GL-(A), la quantité de gaz exportable en vertu de la présente licence, durant toute période de douze mois consécutifs se terminant un 31 octobre, ne doit pas dépasser la quantité réelle de gaz exportée à Consumers Power Company durant la même période en vertu de la licence GL-(A).

(A) Se rapporterait à la licence délivrée relativement aux exportations faites à CPCo.

3. À titre d'écart admissible, la quantité que Shell peut exporter durant toute période de 24 heures en vertu de la présente licence peut dépasser de 10 % la limite journalière imposée dans la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence doit être livré au point d'exportation près de Emerson, au Manitoba.

Conditions modifiées de la licence d'exportation GL-100 de Shell

La condition 2 de la licence d'exportation GL-100 de Shell sera modifiée pour faire passer de 7 100 000 000 à 5 900 000 000 mètres cubes la quantité dont l'exportation est autorisée pendant la période d'application de la licence. En particulier, la condition 2 sera révoquée et remplacée par ce qui suit:

- “2. (1) La quantité de gaz exportable en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser, du 1^{er} novembre 1987 au 31 mars 1999:
- (a) à partir de Niagara Falls, en Ontario, 1 390 000 mètres cubes par jour, ou 400 000 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant un 31 octobre;
 - (b) à partir de Highwater, au Québec, 1 110 000 mètres cubes par jour, ou 300 000 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant un 31 octobre; ou
 - (c) 5 900 000 000 mètres cubes pendant la période d'application de la présente licence.
- (2) Nonobstant les quantités annuelles exportables en vertu des paragraphes 2(1)(a) et 2(1)(b), la titulaire de la licence peut, du 1^{er} novembre 1987 au 31 octobre 1998, exporter une quantité de gaz durant toute période de douze mois consécutifs se terminant un 31 octobre, laquelle quantité, ajoutée à la quantité cumulative exportée à ce jour, ne dépassera pas la somme des quantités annuelles dont l'exportation est autorisée jusqu'à ce jour.”

Annexe V

Conditions des licences à délivrer à WGML

Conditions de la licence à délivrer à WGML pour l'exportation à CPCo

1. La licence sera en vigueur à la date où le gouverneur en conseil l'aura approuvée et expirera le 31 octobre 1991, à moins que les exportations en vertu de la présente licence commencent le ou avant le 31 octobre 1991, dans lequel cas la licence expirera le 31 octobre 2003.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz exportable en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser:
 - (a) 424 900 mètres cubes par jour;
 - (b) 155 100 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant un 31 octobre;
 - (c) 2 326 500 000 mètres cubes durant la période d'application de la licence.
3.
 - (a) À titre d'écart admissible, la quantité que WGML/TransCanada peut exporter durant toute période de 24 heures en vertu de la présente licence peut dépasser de 10 % la limite journalière imposée dans la condition 2.
 - (b) À titre d'écart admissible, la quantité que WGML/TransCanada peut exporter durant toute période de douze mois consécutifs en vertu de la présente licence peut dépasser de 2 % la limite annuelle imposée dans la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence doit être livré au point d'exportation près de Emerson, au Manitoba.

Conditions de la licence à délivrer à WGML pour l'exportation à MCV

1. La licence entrera en vigueur à la date où le gouverneur en conseil l'aura approuvée et expirera le 31 décembre 1991, à moins que les exportations en vertu de la présente licence commencent le ou avant le 31 décembre 1991, dans lequel cas la licence expirera le 31 octobre 2004.
2.
 - (a) Sous réserve de la clause (b) ci-dessous et de la condition 3, la quantité de gaz exportable en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser:
 - i) 424 900 mètres cubes par jour;
 - ii) 155 100 000 mètres cubes durant toute période de douze mois consécutifs se terminant un 31 octobre; ou
 - iii) 2 326 500 000 mètres cubes durant la période d'application de la licence.

- (b) Durant la période d'application de la licence GL-(A), la quantité de gaz exportable en vertu de la présente licence, durant toute période de douze mois consécutifs se terminant un 31 octobre, ne doit pas dépasser la quantité réelle de gaz exportée à Consumers Power Company durant la même période en vertu de la licence GL-(A).
- 3.
 - (a) À titre d'écart admissible, la quantité que WGML/TransCanada peut exporter durant toute période de 24 heures en vertu de la présente licence peut dépasser de 10 % la limite journalière imposée dans la condition 2.
 - (b) À titre d'écart admissible, la quantité que WGML/TransCanada peut exporter en vertu de la présente licence durant tout mois civil peut dépasser de 2 % la quantité admissible durant cette période.
- 4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence doit être livré au point d'exportation près de Emerson, au Manitoba.

(A) Se rapporterait à la licence délivrée relativement aux exportations faites à CPCo.

Annexe VI

Prévisions de la capacité de production - ONE et demandeurs

Tableau a6-1
Comparaison des prévisions de la capacité de production
 (millions de mètres cubes)

Année	ONE			Canterra	
	Estimation de la demande totale	Capacité de production redressée	Capacité de réserve	Capacité de production redressée	Capacité de réserve
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1989	118	261	143	189	71
1990	275	264	-11	300	25
1991	330	254	-76	344	14
1992	330	238	-92	342	12
1993	330	240	-90	349	19
1994	330	221	-109	346	16
1995	330	214	-116	355	25
1996	330	237	-93	353	23
1997	330	301	-29	401	71
1998	330	289	-41	374	44
1999	330	274	-56	348	18
2000	330	281	-49	365	35
2001	330	261	-69	346	16
2002	301	249	-52	334	33
2003	165	206	41	238	73
2004	137	143	6	173	36

Nota:

Col. (1) = facteur de charge de 100 % + combustible et retrait

Col. (2) = capacité de production redressée à l'aide des estimations des réserves faites par l'ONE

Col. (3) = Col (2) - Col. (1)

Col. (4) = prévision de la capacité de production présentée par Canterra

Col. (5) = Col. (4) - Col. (1)

Tableau a6-2
Comparaison des prévisions de la capacité de production
(millions de mètres cubes)

Année	ONE			Norcen	
	Estimation de la demande totale	Capacité de production redressée	Capacité de réserve	Capacité de production redressée	Capacité de réserve
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1989	110	207	97	115	5
1990	211	232	21	214	3
1991	211	263	52	219	8
1992	211	269	58	219	8
1993	211	278	67	223	12
1994	214	271	57	236	22
1995	247	269	22	254	7
1996	247	256	9	254	7
1997	247	242	-5	251	4
1998	247	226	-21	257	10
1999	247	204	-43	238	-9
2000	247	182	-65	200	-47
2001	247	143	-104	165	-82

Nota:

Col. (1) = facteur de charge de 100 % + combustible et retrait

Col. (2) = capacité de production redressée à l'aide des estimations des réserves faites par l'ONE

Col. (3) = Col (2) - Col. (1)

Col. (4) = prévision de la capacité de production présentée par Norcen

Col. (5) = Col. (4) - Col. (1)

Tableau a6-3
Comparaison des prévisions de la capacité de production
(millions de mètres cubes)

Année	Estimation de la demande totale	ONE		Poco	
		Capacité de production redressée	Capacité de réserve	Capacité de production redressée	Capacité de réserve
		(1)	(2)	(3)	(4)
1989	123	429	306	140	17
1990	440	429	-11	497	-57
1991	528	428	-100	440	-88
1992	528	425	-103	381	-147
1993	528	420	-109	436	-92
1994	528	413	-115	371	-158
1995	528	402	-126	320	-209
1996	528	387	-142	276	-252
1997	528	374	-154	240	-289
1998	528	348	-180	209	-319
1999	528	319	-209	209	-319
2000	484	272	-212	181	-303
2001	264	71	-193	158	-107
2002	264	34	-230	134	-130
2003	264	22	-242	120	-144
2004	220	16	-204	107	-113

Nota:

Col. (1) = facteur de charge de 100 % + combustible et retrait

Col. (2) = capacité de production redressée à l'aide des estimations des réserves faites par l'ONE

Col. (3) = Col (2) - Col. (1)

Col. (4) = prévision de la capacité de production présentée par Poco

Col. (5) = Col. (4) - Col. (1)

Tableau a6-4
Comparaison des prévisions de la capacité de production
(millions de mètres cubes)

Année	Estimation de la demande totale	ONE		Shell	
		Capacité de production redressée	Capacité de réserve	Capacité de production redressée	Capacité de réserve
		(1)	(2)	(3)	(4)
1989	426	665	239	1155	729
1990	709	980	271	1147	438
1991	1041	1129	88	1159	118
1992	1042	1112	70	1252	210
1993	1041	1085	44	1177	136
1994	1041	1062	21	1080	39
1995	1041	1022	-19	991	-50
1996	1042	990	-52	948	-94
1997	1041	926	-115	908	-133
1998	1041	823	-218	818	-223
1999	511	611	100	742	231
2000	338	529	191	680	342
2001	338	473	135	629	291
2002	338	446	108	585	247
2003	310	419	109	550	240
2004	142	374	232	518	376

Nota:

Col. (1) = facteur de charge de 100 % + combustible et retrait

Col. (2) = capacité de production redressé à l'aide des estimations des réserves faites par l'ONE

Col. (3) = Col (2) - Col. (1)

Col. (4) = prévision de la capacité de production présentée par Shell

Col. (5) = Col. (4) - Col. (1)

Tableau a6-5
Estimations, faites par WGML, des besoins et de la capacité de production
(pétajoules)

Année	Estimation de la demande totale (1)	TCPL	
		Capacité de production redressée (2)	Capacité de réserve (3)
		1988	1076
1989	1175	2100	925
1990	1191	2036	845
1991	1395	1944	549
1992	1375	1830	455
1993	1393	1678	285
1994	1409	1557	148
1995	1410	1330	-80
1996	1410	1244	-166
1997	1410	1193	-217
1998	1407	1142	-265
1999	1407	1104	-303
2000	1316	1065	-251
2001	1316	1012	-304
2002	1316	936	-380
2003	1316	815	-501
2004	1315	738	-577
2005	1308	680	-628
2006	1308	628	-680
2007	1308	576	-732
2008	1308	532	-776
2009	1308	456	-852
2010	1308	420	-888

Nota:

Col. (1) = estimation, par WGML, de la demande totale

Col. (2) = prévision de la capacité de production présentée par WGML

Col. (3) = Col (4) - Col. (1)

Tableau a6-6
Estimations, par l'ONE, des besoins et de la capacité de production de WGML
(pétajoules)

Année	Estimation de la demande totale (1)	ONE	
		Capacité de production redressée (2)	Capacité de réserve (3)
		1988	1287
1989	1445	2005	560
1990	1351	1897	546
1991	1230	1773	543
1992	1146	1662	516
1993	1136	1555	419
1994	1152	1443	291
1995	1152	1280	128
1996	1149	1153	4
1997	1133	1016	-117
1998	1100	873	-227
1999	1080	748	-332
2000	990	645	-345
2001	990	482	-508
2002	990	345	-645
2003	990	298	-692
2004	838	261	-577
2005	837	235	-602
2006	825	191	-634
2007	825	170	-655
2008	825	147	-678
2009	825	127	-698
2010	825	104	-722

Nota:

Col. (1) = estimation, par WGML, de la demande intérieure plus les exportations actuellement autorisées.

Col. (2) = capacité de production redressé à l'aide des estimations des réserves faites par l'ONE

Col. (3) = Col. (2) - Col. (1)

Tableau a6-7
Comparaison des prévisions de la capacité de production
(millions de mètres cubes)

Année	Estimation de la demande totale	ONE		Vector	
		Capacité de production redressée	Capacité de réserve	Capacité de production redressée	Capacité de réserve
		(1)	(2)	(3)	(4)
1989	274	101	-173	262	-12
1990	274	168	-106	283	9
1991	274	233	-41	294	20
1992	274	299	25	325	51
1993	274	333	59	325	51
1994	274	332	58	325	51
1995	274	331	57	325	51
1996	274	329	55	325	51
1997	274	322	48	325	51
1998	274	311	37	325	51
1999	274	296	22	325	51
2000	274	275	1	325	51
2001	274	235	-39	325	51
2002	274	183	-91	325	51
2003	274	137	-137	325	51
2004	274	94	-180	325	51
2005	274	52	-222	325	51
2006	274	39	-235	325	51
2007	274	33	-241	325	51
2008	274	28	-246	325	51

Nota:

Col. (1) = besoins garantis de Vector selon un facteur de charge de 100 % (sauf Wainoco)

Col. (2) = capacité de production redressée à l'aide des estimations des réserves faites par l'ONE

Col. (3) = Col (2) - Col. (1)

Col. (4) = prévision de la capacité de production présentée par Vector

Col. (5) = Col. (4) - Col. (1)