



Office national de l'énergie

Motifs de décision

North Canadian Oils Limited

GH-2-90

Juillet 1990

Exportations de gaz

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

North Canadian Oils Limited

GH-2-90

Juillet 1990

© Ministre des Approvisionnements et Services
Canada 1990

No. du Cat. NE 22-1/1990-7F
ISBN 0-662-96288-5

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du:

Bureau du soutien à la réglementation
Office national de l'énergie
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

Table des matières	(i)
Abréviations	(ii)
Exposé et comparutions	(iv)
1 La demande	1
2 Motifs de décision	2
2.1 Méthode axée sur les conditions du marché	2
2.1.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes	2
2.1.2 Évaluation des incidences de l'exportation	2
2.2 Examen préalable en matière d'environnement	3
2.3 Approvisionnement en gaz	3
2.3.1 Contrats d'approvisionnement	3
2.3.2 Réserves établies	4
2.3.3 Capacité de production	5
2.4 Permis d'acheminement de l'énergie	9
2.5 Marchés	9
2.6 Contrats	11
2.6.1 Transport	11
2.6.2 Contrats de vente de gaz	11
2.7 Décision	13

Annexe I

I Conditions de chacune des licences devant être délivrées à North Canadian Oils Limited	15
------------------------------------------------------------------------------------------------	----

Abréviations

ANR	ANR Pipeline Company
Bankeno	Bankeno Resources Ltd.
CMPG	coût moyen pondéré du gaz
CPCo	Consumers Power Company
Décret PEEE	<i>Décret sur les lignes directrices visant le processus d'examen et d'évaluation en matière d'environnement</i>
DOE/FE	(U.S.) Department of Energy, Office of Fossil Energy
EIE	évaluation des incidences de l'exportation
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
Great Lakes	Great Lakes Transmission Company
la Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
m	mètre
m ³	mètre cube
m ³ /j	mètre cube par jour
MCV	Midland Cogeneration Venture Limited Partnership
MGSCo	Michigan Gas Storage Company
MW	mégawatt
NCO	North Canadian Oils Limited
OCREA	Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta
l'Office	Office national de l'énergie
l'ONE	Office national de l'énergie
pi ³	pié cube
pi ³ /j	pié cube par jour
Poco	Poco Petroleum Ltd.

QJM	quantité journalière maximale
Règlement PURPA	Règlement d'application de la <i>Public Utility Regulatory Policies Act of 1978</i>
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
TransGas	TransGas Limited
U.S.	United States of America

Exposé et comparutions

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

RELATIVEMENT À des demandes de licences d'exportation de gaz, présentée par North Canadian Oils Limited conformément à la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

ENTENDUE à Ottawa, en Ontario, le 19 juin 1990.

DEVANT:

W.G. Stewart	Membre président
R.B. Horner, c.r.	Membre
A. Côté-Verhaaf	Membre

COMPARUTIONS:

A.S. Hollingworth	North Canadian Oils Limited
F.X. Berkemeier	Consumers Power Company
L. Keough	Midland Cogeneration Venture Limited Partnership
J. Schatz	TransCanada PipeLines Limited
W. Killeen	Union Gas Limited
G. Toews	Western Gas Marketing Limited
J.A. Vockeroth	Office national de l'énergie

Chapitre 1

La demande

Dans ses demandes datées du 24 novembre 1989, North Canadian Oils Limited ("NCO") a sollicité, conformément à la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* ("la Loi"), deux nouvelles licences l'autorisant à exporter du gaz naturel à Consumers Power Company ("CPCo") et à Midland Cogeneration Venture Limited Partnership ("MCV").

Les volumes destinés à CPCo et à MCV par NCO équivalent à une partie des volumes que Poco Petroleum Ltd. ("Poco") était autorisée à exporter en 1989 à CPCo et à MCV en vertu des licences GL-117 et GL-118 respectivement. Le 10 mai 1990, Poco a demandé à l'Office national de l'énergie ("l'Office") que les volumes dont l'exportation est autorisée en vertu de chacune de ces licences soient réduits de $283,3 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($10 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$), c'est-à-dire du même volume que NCO projette d'exporter. L'Office a approuvé la demande présentée par Poco, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil.

Le gaz à exporter serait tiré des réserves, en Saskatchewan, que possèdent NCO ou sa filiale, Bankeno Resources Ltd.¹ ("Bankeno"). Au Canada, le gaz serait transporté par TransGas Limited ("TransGas") et TransCanada PipeLines Limited ("TransCanada") jusqu'à Emerson, au Manitoba. Aux États-Unis, les volumes destinés à CPCo seraient transportés par Great Lakes Gas Transmission Company ("Great Lakes") et ANR Pipeline Company ("ANR"), pour être ensuite versé dans le réseau de CPCo. Les volumes destinés à MCV seraient expédiés par Great Lakes jusqu'à une interconnexion avec les installations de Michigan Gas Storage Company ("MGSCo"). Au départ du réseau de MGSCo, le gaz serait expédié brièvement par le réseau de CPCo jusqu'au gazoduc de MCV aux fins de livraison à la centrale de cogénération.

Le gaz serait utilisé par CPCo au titre de l'approvisionnement de son réseau et par MCV dans une centrale de cogénération à cycle combiné située à Midland, au Michigan.

NCO a demandé des licences pour chacun des projets d'exportation, assorties des conditions suivantes:

Durée	jusqu'au 31 octobre 2000
Point d'exportation	Emerson, au Manitoba
Quantité journalière maximale	$283,3 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ ($10 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$)
Quantité annuelle maximale	$103,4 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ ($3,6 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$)
Quantité globale maximale	$1068,6 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ ($37,7 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$)
Écarts admissibles	10 % de la quantité journalière et 2 % de la quantité annuelle.

¹ Sur paiement des actions proposées NCO possèdera 99,4 % des actions ordinaires restantes de Bankeno et entreprendra des mesures pour obtenir le reste.

Chapitre 2

Motifs de décision

2.1 Méthode axée sur les conditions du marché

Lorsqu'il étudie une demande d'exportation, l'Office doit satisfaire aux exigences de l'article 118 de la Loi, selon lequel il doit tenir compte de tous les facteurs jugés pertinents. En particulier, l'Office doit s'assurer que la quantité de gaz à exporter ne dépasse pas l'excédent sur les besoins raisonnablement prévisibles du Canada, eu égard à l'orientation des découvertes.

Pour ce faire, l'Office se sert de sa méthode axée sur les conditions du marché. L'exposé de la méthode axée sur les conditions du marché de l'Office, qui suit dans les paragraphes 2.1.1 et 2.1.2 du présent rapport, s'applique à l'instance GH-2-90.

Dans le cadre de la méthode axée sur les conditions du marché, voici les facteurs étudiés:

- les plaintes reçues dans le cadre de la méthode d'intervention en fonction des plaintes;
- une évaluation des incidences de l'exportation ("ÉIE"); et
- tout autre facteur que l'Office juge pertinent pour déterminer l'intérêt public.

2.1.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes

La méthode d'intervention en fonction des plaintes fournit aux utilisateurs canadiens de gaz une possibilité de s'opposer à un projet d'exportation s'ils jugent ne pas avoir eu la possibilité de pouvoir acheter des approvisionnements additionnels en gaz selon les mêmes conditions, y compris le prix, que celles du projet d'exportation.

L'Office note qu'aucune plainte n'a été reçue en ce qui a trait aux projets d'exportation de NCO.

2.1.2 Évaluation des incidences de l'exportation

L'évaluation des incidences de l'exportation vise à aider l'Office à décider si un projet d'exportation pourrait gêner les Canadiens lorsqu'il s'agit de satisfaire à leurs besoins futurs en énergie à des prix compétitifs. Lorsque la méthode axée sur les conditions du marché a été adoptée à l'origine, chaque demandeur était tenu de déposer une ÉIE, établissant l'aptitude des producteurs de gaz naturel canadiens à satisfaire les besoins en gaz, sur les marchés canadien et étranger, les répercussions du projet d'exportation sur l'approvisionnement canadien en gaz, la demande et les prix, et l'aptitude des marchés énergétiques canadiens de s'adapter à ces changements sans difficulté.

Conformément à un examen des exigences de dépôt de l'ÉIE, mené à l'automne de 1989, l'Office a décidé que, bien qu'il continuerait de maintenir l'ÉIE dans le cadre de la méthode axée sur les conditions du marché, il mènerait sa propre évaluation sans toutefois l'axer sur un projet en particulier. Les demandeurs peuvent maintenant utiliser l'ÉIE de l'Office ou préparer et soumettre leur propre

évaluation, en vue de déterminer si le projet d'exportation causerait des difficultés d'adaptation dans les marchés énergétiques du Canada.

NCO a choisi de s'appuyer sur la plus récente ÉIE de l'Office, tout en se réservant le choix de préparer sa propre analyse si un problème se présentait durant le processus de demande de renseignements ou si le marché éprouvait des problèmes d'adaptation. Aucun problème de ce genre n'a été reconnu durant le processus d'audience.

Selon l'ÉIE la plus récente de l'Office, les volumes sollicités auraient peu d'incidence sur la production, la consommation et les prix du gaz naturel au Canada, et les utilisateurs canadiens n'auraient pas de difficultés à satisfaire leurs besoins futurs en énergie en conséquence des projets d'exportation.

2.2 Examen préalable en matière d'environnement

Le 8 février 1990, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, l'honorable Jake Epp, écrivait à l'Office pour demander des précisions sur la façon dont l'Office respectait ou comptait respecter le *Décret sur les lignes directrices visant le processus d'examen et d'évaluation en matière d'environnement* ("Décret PEEE") lorsqu'il s'agit de rendre une décision sur la délivrance de licences d'exportation de gaz naturel. Dans sa réponse, le président de l'Office a précisé que, conformément au Décret PEEE, l'Office établirait une méthode d'examen préalable des effets environnementaux que pourrait avoir chaque projet d'exportation soumis à l'Office.

L'examen en matière d'environnement vise à permettre à l'Office de tirer l'une des conclusions requises par l'article 12 du Décret PEEE. À cette fin, l'Office a tenu une audience publique, conformément à l'ordonnance d'audience GH-2-90, au cours de laquelle il a étudié les mémoires du demandeur et de toutes les parties intéressées de GH-2-90.

NCO a déposé auprès de l'Office des renseignements concernant les effets environnementaux éventuels du projet et les effets sociaux directement liés, aux effets environnementaux, y compris les effets externes au territoire canadien.

Les mémoires de NCO ont été signifiées aux parties intéressées et ces parties ont pu soumettre leurs opinions, par écrit, sur les questions abordés dans ces mémoires. NCO a ensuite pu répondre aux mémoires des parties intéressées.

L'Office a achevé son examen préalable en matière d'environnement et il a conclu que, relativement aux deux projets d'exportation de NCO, les effets environnementaux éventuels et les effets sociaux directement liés aux effets environnementaux sont négligeables ou atténuables à l'aide de techniques connues.

2.3 Approvisionnement en gaz

2.3.1 Contrats d'approvisionnement

Puisque NCO prévoit fournir à CPCo et MCV du gaz tiré de ses propres puits ou de puits qu'elle contrôle grâce à sa filiale Bankeno, aucun contrat d'approvisionnement en gaz n'est requis.

2.3.2 Réserves établies

NCO a consacré l'approvisionnement en gaz provenant de divers terrains de la zone Bigstick dans le sud-ouest de la Saskatchewan aux contrats d'achat de gaz naturel signés avec CPCo et MCV. Le gaz proviendrait du gisement Second White Specks. Le tableau 1 indique que l'estimation, faite par l'Office au 1^{er} novembre 1990, des réserves restantes établies de gaz commercialisable de NCO, est de 7 % supérieure à celle de NCO, mais de 13 % inférieure au volume que NCO souhaite exporter. Les deux estimations des réserves ont été calculées en se fondant sur la participation directe après production. L'estimation, faite par NCO, de ses réserves a été calculée à l'aide d'une analyse du déclin de production appliquée aux puits individuels, alors que l'Office a utilisé une autre méthode, comprenant une analyse volumétrique.

Tableau 1

Comparaison des estimations des réserves commercialisables restantes de NCO¹ et du volume visé par la demande au 1^{er} novembre 1990

	10 ⁶ m ³ (10 ⁹ pi ³)		
NCO	ONE		Sollicité
1743	1866		2138
(62)	(66)		(76)

¹ Les estimations, faites par NCO et l'ONE, des réserves de NCO, ne tiennent pas compte de la production cumulative prévue, soit 636 10⁶m³ (22,5 10⁹ pi³) au 1^{er} novembre 1990.

L'utilisation, par NCO, du rendement était fondée sur une étude, menée par l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta ("OCREA"), portant sur les gisements de gaz peu profonds du sud-est de l'Alberta. Selon cette étude, un puits dans une formation de faible perméabilité devrait montrer un diagramme semi-logarithmique d'historique de production en fonction du taux et du temps pour environ trois ans, suivi par une ligne droite (déclin exponentiel) pour le reste de la durée du puits. À partir de la quatrième année de production, les données de l'OCREA indiquent un déclin exponentiel moyen de 7,5 % pour l'ensemble des formations combinées Milk River, Medicine Hat et Second White Specks, et un déclin exponentiel unique de 4,9 % pour la formation Second White Specks.

NCO a supposé un déclin exponentiel de 8 % à partir environ du 22^e mois de production, alors que les données de l'OCREA montrent une ligne droite à partir du 36^e mois. Toutefois, NCO a choisi le taux de déclin le plus élevé parce qu'elle n'était pas certaine que la formation Second White Specks montrerait un déclin exponentiel de 7,5 % ou de 4,9 % à partir de la quatrième année. En outre, NCO a noté que la productivité d'un certain nombre de puits individuels est difficile à estimer parce que les taux sont limités par les installations de production.

Parce qu'elle utilisait un taux de déclin exponentiel de 8 %, NCO a déclaré que son estimation des réserves était de 11 % inférieure à ce qui aurait été obtenu en se servant du taux de déclin moindre, fourni dans les données de l'OCREA pour le gisement Second White Specks.

NCO a aussi fourni une estimation volumétrique des réserves commercialisables restantes de 2707 10^6m^3 ($95,5 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$), mais elle a jugé que son estimation fondée sur l'analyse du déclin de production était plus raisonnable et, par conséquent, elle s'est appuyée sur cette estimation dans son mémoire.

L'estimation, faite par l'Office, des réserves de NCO, fondée sur une analyse volumétrique, était de $1866 \cdot 10^6\text{m}^3$ ($65,9 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$), soit de 31 % inférieure à l'estimation volumétrique faite par NCO. La différence dans les estimations volumétriques entre NCO et l'Office est due principalement aux écarts dans l'interprétation des épaisseurs productives nettes. L'Office et NCO ont estimé la zone productive nette moyenne à 2,4 m et 4,4 m respectivement. Les autres différences dans les paramètres du gisement compensaient en partie l'écart dans les estimations de la zone productive. L'Office a adopté des estimations plus élevées de la saturation en gaz (65 % par rapport à 55 %) et de la porosité moyenne (21 % par rapport à 17 %) que ne l'a fait NCO. L'estimation volumétrique des réserves, faite par l'Office, inférieure à celle de NCO pour les raisons susmentionnées, s'inscrit généralement dans les grandes lignes de l'estimation, faite par NCO, des réserves calculées à l'aide de la méthode fondée sur le déclin de production.

NCO a aussi indiqué qu'en plus des réserves consacrées apparaissant dans sa demande, elle possède environ $2100 \cdot 10^6\text{m}^3$ ($74,1 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) de réserves additionnelles, libres de contrats, dans le voisinage du gisement Bigstick Second White Specks. Ces réserves additionnelles sont dans les formations Second White Specks, Milk River et Medicine Hat et peuvent venir étayer l'approvisionnement destiné au projet d'exportation, au besoin.

2.3.3 Capacité de production

Une comparaison de la prévision, faite par l'Office, de la capacité de production et des volumes visés par la demande (c.-à-d. les besoins contractuels selon un facteur de charge de 100 %), y compris le combustible et la perte au cours du traitement, apparaît dans la figure 2-1. Selon l'Office, la capacité de production suffira jusqu'en 1996 et fera défaut progressivement ultérieurement.

NCO a fourni une prévision de l'évolution de la capacité de production par rapport aux besoins prévus, soit selon un facteur de charge de 70 % pour la vente CPCo/MCV combinée. La figure 2-2 compare les prévisions, faites par l'Office et par NCO, de la capacité de production et des besoins de NCO selon un facteur de charge de 70 %. Selon NCO, la capacité de production est adéquate jusqu'en 1995 alors que, selon l'Office, des manques dans la capacité de production ne devraient pas se produire au cours de la période d'application des licences sollicitées. Cette différence est principalement attribuable au fait que les estimations, faites par l'Office, des réserves et de la capacité des gisements sont plus élevées.

NCO a utilisé une méthode de déclin de la production fondée sur sa prévision de la capacité de production ainsi que son estimation des réserves.

Figure 2-1

**COMPARAISON DE L' ESTIMATION FAITE PAR L'ONE,
DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ET DES BESOINS
ANNUELS DE NCO**

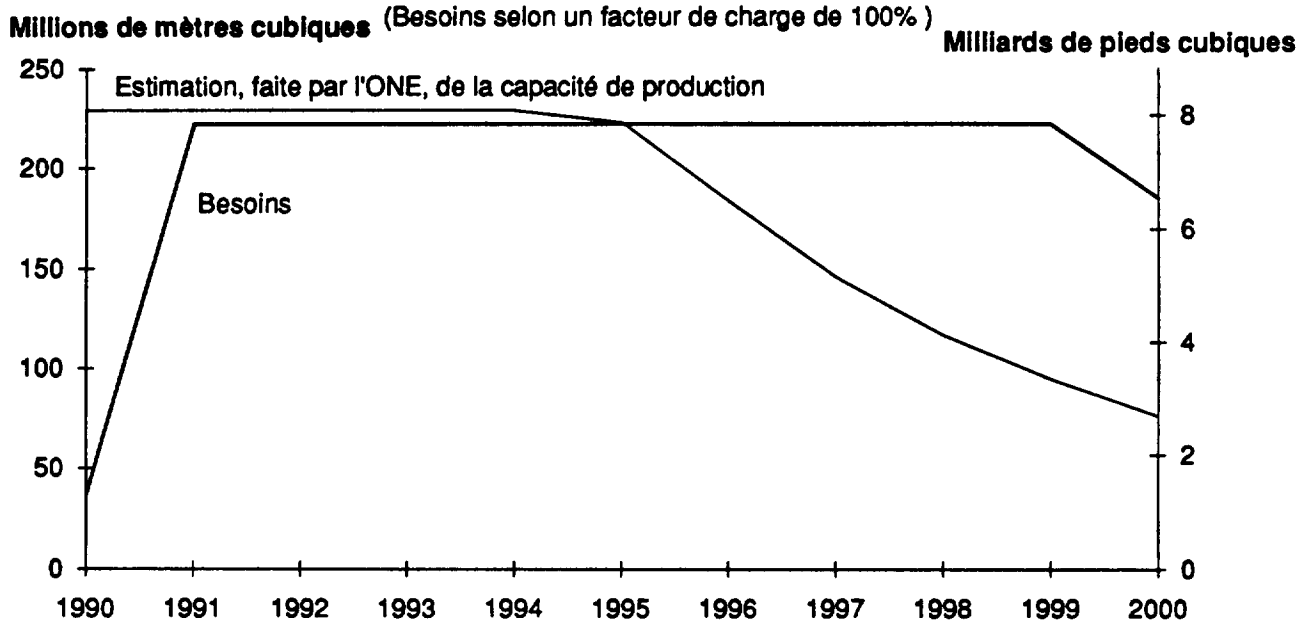
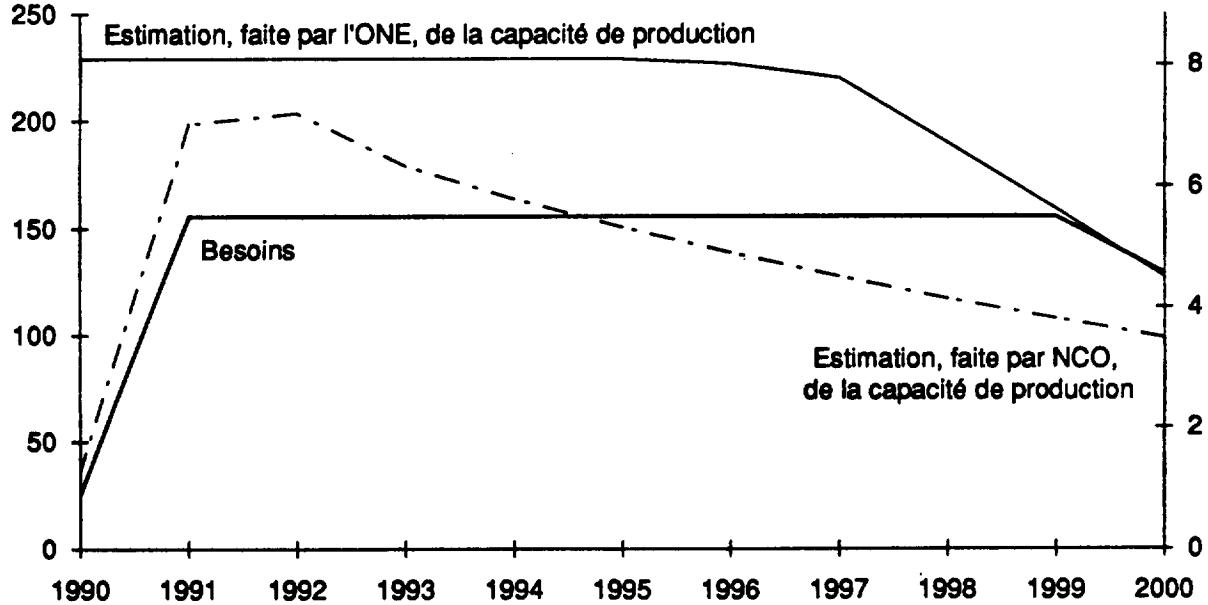


Figure 2-2

COMPARAISON DES ESTIMATIONS, FAITES PAR NCO ET L'ONE, DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE

Millions de mètres cubiques (Besoins selon un facteur de charge de 70%) Milliards de pieds cubiques



Comme il a déjà été noté, le taux de déclin utilisé est quelque peu supérieur à celui observé dans les données de l'OCREA pour la zone Second White Specks. Le taux de déclin plus élevé aboutit à une prévision plus modeste de la capacité de production. Dans son évaluation de la capacité de production, l'Office a supposé que la plupart des puits de NCO avaient un profil de production plus classique et, par conséquent, sa prévision globale de la capacité de production était plus élevée que celle de NCO.

NCO a déclaré qu'elle pourrait s'appuyer sur les réserves non consacrées actuellement pour étayer les réserves consacrées au projet d'exportation. Les réserves non consacrées se trouvent principalement dans le gisement Bigstick Second White Specks, mais elles se trouvent également dans les zones Milk River et Medicine Hat des terrains consacrés au projet.

NCO a aussi fourni des renseignements détaillés sur son approvisionnement global et ses besoins. En tant que société, NCO a indiqué qu'elle avait un important excédant par rapport à ses besoins pendant la période d'application du projet d'exportation.

Opinion de l'Office

L'Office a étudié les estimations des réserves de NCO calculées à l'aide de la méthode fondée sur le déclin de production et de la méthode volumétrique. L'Office reconnaît qu'à cette étape de l'épuisement des réserves, on ne peut savoir quelle méthode convient le mieux pour bien situer les réserves. La méthode fondée sur le déclin de la production utilisée par NCO peut sembler plus conservatrice, en ce sens qu'un taux de déclin supérieur à celui qui s'applique généralement à la zone Second White Specks a été utilisé. Toutefois, on ne peut être sûr que les taux de production sur lesquels ce déclin est fondé représentent des taux stabilisés conformes à l'analyse de l'OCREA.

L'analyse volumétrique, faite par l'Office, des réserves de NCO, fournissant une estimation nettement moindre que celle calculée par NCO à l'aide de méthodes volumétriques, se rapproche en général de l'estimation des réserves de NCO fondée sur l'analyse du déclin de production. Compte tenu de la méthode de calcul des réserves utilisée par NCO et de sa propre analyse, l'Office est d'avis que l'estimation des réserves consacrées, présentée par NCO, est raisonnable et pourrait se révéler conservatrice.

En ce qui a trait à la capacité de production, l'estimation faite par l'Office de la capacité de production de NCO à partir des réserves consacrées dépasse les besoins prévus de NCO (exigences contractuelles selon un facteur de charge de 70 %). Lorsqu'on la compare aux volumes visés par la demande, la prévision de l'Office indique que la capacité de production suffira seulement jusqu'en 1996. Toutefois, l'Office reconnaît que NCO peut étayer son approvisionnement avec des réserves non consacrées de la même zone et avec son approvisionnement global en gaz.

En se fondant sur son examen des réserves consacrées de NCO et de la capacité de production du gisement Bigstick Second White Specks, des réserves libres de contrats de NCO dans le sud-ouest de la Saskatchewan et de la preuve fournie quant à l'approvisionnement global et les besoins de NCO, l'Office a établi à sa satisfaction

que NCO possède un approvisionnement en gaz suffisant pour étayer les exportations visées par la demande.

2.4 Permis d'acheminement de l'énergie

NCO a été avisée qu'un permis d'acheminement du gaz lui sera délivré par la Saskatchewan lorsque l'ONE aura approuvé les demandes étudiées dans le cadre de l'audience GH-2-90.

2.5 Marchés

NCO a souligné le fait que, dans l'audience GH-8-88, l'Office a conclu que les marchés CPCo et MCV étaient satisfaisants et que la situation a peu changé depuis que l'Office a rendu publique sa décision GH-8-88 en juin 1989. NCO a choisi de ne pas adopter la preuve produite durant cette audience et, par conséquent, elle a fourni des données sur les marchés CPCo et MCV qui sont mises à jour.

CPCo

Le gaz destiné à CPCo serait utilisé comme approvisionnement du réseau et revendu par CPCo dans sa zone de concession, soit dans le sud de la péninsule du Michigan. CPCo, qui est la filiale active de CMS Energy Corporation, est, en importance, le sixième distributeur de gaz des États-Unis, et fournit du gaz naturel à 1,3 million de clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel.

En outre, CPCo exploite le plus important service d'électricité du Michigan. Le marché du gaz de CPCo est fonction de la température, 70 % de ses ventes se faisant entre novembre et avril. CPCo peut maintenir des facteurs de charge élevés parce que son réseau ou sa filiale en toute propriété, MGSCo, disposent d'une importante capacité de stockage.

En 1987, CPCo s'est lancée dans un programme visant à diversifier, renforcer et réduire ses coûts d'approvisionnement. Par conséquent, CPCo a signé un contrat d'approvisionnement à long terme avec Trunkline Gas Company et MGSCo a signé un contrat de dix ans avec Panhandle Eastern Pipeline Company. En outre, CPCo s'est engagé à acheter plus de $1699,6 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($60 \times 10^9 \text{ pi}^3$) de gaz auprès de producteurs canadiens et américains; les contrats ont des durées diverses et couvrent les 15 prochaines années; le gaz canadien représente environ 10 % de son approvisionnement de réseau.

CPCo prévoit que le déclin historique dans ses besoins en gaz naturel est terminé. Elle s'attend que le nombre de ses clients au cours des douze prochaines années augmente, mais elle ne prévoit pas de croissance dans les ventes de gaz, puisque toute croissance dans les nouvelles installations de gaz sera compensée par les effets des économies d'énergie.

NCO a déclaré dans son témoignage que les livraisons à CPCo ont commencé le 6 octobre 1989 en vertu d'une ordonnance à court terme.

NCO a déclaré dans son témoignage qu'elle s'attendait à ce que le projet d'exportation de gaz à CPCo se fasse selon un facteur de charge se situant entre 70 % et 100 %.

Le 4 avril 1990, CPCo a reçu du U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy ("DOE/FE") une autorisation d'importer.

MCV

Le gaz destiné à MCV serait consommé dans une centrale de cogénération à cycle combiné, alimentée en gaz; cette centrale est située à Midland, au Michigan. MCV consiste dans un consortium de sociétés incluant Midwest Energy Investors, CMS Midland Inc., Coastal Midland Inc., C-E Midland Energy, Inc., Rofan Energy, Inc., Fluor Venture Group et Source Cogeneration Co.

La centrale, qui est une installation admissible¹, comprend douze génératrices à turbines alimentées en gaz et deux génératrices à turbines fonctionnant à vapeur. La centrale, exploitée commercialement depuis le 16 mars 1990, peut produire au total 1370 MW et 1,35 million de livres de vapeur par heure.

L'électricité produite par la centrale sera vendue à CPCo dans le cadre d'un contrat de ventes de 35ans; la production initiale, de 804 MW, sera portée à 1240 MW d'ici à 1995. MCV vendra l'électricité et la vapeur à Dow Chemical Company en vertu d'un contrat distinct de 25 ans. Au début, Dow achètera 60 MW d'électricité et 629 000 livres de vapeur par heure. Selon le contrat, les achats effectués par Dow peuvent passer à 75 MW et 1 million de livres de vapeur par heure respectivement. Le demandeur a signalé que MCV prévoit vendre de l'électricité à d'autres tiers et, en fait, trois contrats de vente d'électricité à court terme ont déjà été négociés.

MCV a obtenu par contrat un approvisionnement en gaz, au Canada et aux États-Unis, totalisant $5382,2 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($190 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$), dont $2266,2 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($80 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$) proviendront de six producteurs canadiens, y compris NCO. Les besoins initiaux en combustible de la centrale s'élèveront à $4447,4 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($157 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$), mais ils devraient atteindre $5665,5 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($200 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) en 1995.

Le demandeur a déclaré dans son témoignage que les livraisons faites à NCO ont commencé le 1^{er} mai 1990 en vertu d'une ordonnance à court terme.

NCO a déclaré dans son témoignage que le facteur de charge moyen annuel, en vertu du contrat d'achat de gaz naturel de MCV, devrait se chiffrer à environ 70 %. Si MCV peut vendre plus d'électricité, le facteur de charge devrait augmenter.

MCV a sollicité de DOE/FE l'autorisation d'importer le 16 février 1990.

¹ Une installation admissible est une centrale de cogénération qui répond à certains de propriété et à des normes de rendement et d'exploitation établies par le règlement de la (U.S.) Public Utilities Regulatory Policies Act of 1978 ("Règlement PURPA"). Les critères de propriété prévoient que, sauf exceptions, une installation autorisée ne peut appartenir à une personne dont l'occupation principale est de produire ou de vendre de l'électricité. Les normes de rendement et d'exploitation traitent des rapports numériques entre la production totale d'énergie de l'installation, la production d'électricité utile et d'énergie thermique utile.

2.6 Contrats

2.6.1 Transport

CPCo et MCV

Le gaz serait transporté par les réseaux de TransGas et de TransCanada jusqu'au point d'exportation de Emerson, au Manitoba. Aux États-Unis, le gaz de CPCo serait transporté par Great Lakes et ANR alors que le gaz destiné à MCV serait expédié par Great Lakes et MGSCo, serait acheminé brièvement par le réseau de CPCo et passerait ensuite dans le pipeline de MCV jusqu'à la centrale de cogénération.

En ce qui a trait au transport au Canada, NCO a deux contrats avec TransGas, dont l'un est déjà signé et l'autre, tout près de l'être. En ce qui a trait au transport par le réseau de TransCanada, NCO a déposé des copies des cessions de transport par service garanti entre elle-même, Poco et TransCanada. Aux États-Unis, en ce qui a trait aux volumes destinés à CPCo, la Federal Energy Regulatory Commission ("FERC") a approuvé la demande présentée par Great Lakes visant le transfert du contrat de service de transport pertinent entre Poco et Great Lakes à CPCo. CPCo utiliserait une partie de la capacité disponible en vertu de ce contrat pour transporter le gaz à Crystal Falls, au Michigan. Le service de transport garanti de ANR a été obtenu par contrat passé entre CPCo, Poco et ANR en date du 11 août 1989. Quant aux volumes destinés à MCV, Great Lakes a demandé à la FERC, le 16 février 1990, un transfert du contrat de service de transport pertinent entre Poco et Great Lakes à MCV. MCV et MGSCo ont signé un contrat de service en date du 2 mars 1988. MCV et CPCo ont signé un contrat d'échange de gaz, en date du 2 mars 1988, pour desservir MCV par le réseau de CPCo après que le gaz ait pénétré dans le pipeline de 26 pouces de MCV aux fins de livraison à la centrale.

2.6.2 Contrats de vente de gaz

CPCo

Le gaz à exporter serait acheté par CPCo à NCO en vertu d'un contrat d'achat de gaz naturel signé en date du 22 août 1989.

Le contrat prévoit qu'avant le 1^{er} août 1990, les deux parties doivent obtenir toutes les autorisations nécessaires des organismes de réglementation canadiens et américains et passer des contrats de service de transport garanti au Canada et aux États-Unis. À défaut, l'une ou l'autre des parties peut donner un avis écrit de résiliation du contrat dans les 30 jours si les conditions préalables insatisfaites ne sont pas satisfaites et ne sont pas acceptées par les deux parties à ce moment.

Le contrat prévoit une quantité journalière maximale ("QJM") de $283,3 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($10 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) à partir de la date où les livraisons garanties sont censées commencer; il doit se terminer le 31 octobre 2000.

Le contrat comprend une clause de prise obligatoire minimale; CPCo doit prendre en moyenne 70 % de la QJM chaque année ou payer obligatoirement 20 % du prix moyen lié au produit du gaz cette année-là. Dans la mesure où NCO ne livre pas au moins 90% du volume demandé, jusqu'à concurrence de la QJM, CPCo peut réduire la QJM jusqu'au niveau des quantités livrées. Si la QJM tombe sous 50 %, CPCo peut résilier le contrat.

Le prix contractuel sera la somme des frais mensuels liés à la demande et au produit, moins le coût des frais liés à la demande au Canada et aux États-Unis pour les "sous-livraisons mensuelles" (définies dans le contrat). Les frais liés à la demande, qui doivent être payés par CPCo que le gaz soit livré ou non, couvrent le coût des frais liés à la demande pour le transport garanti par les pipelines canadiens.

La composante des frais liés au produit est basée sur un prix de référence égal à 93 % du coût moyen pondéré mensuel du gaz ("CMPG") pour CPCo et MGSCo selon un facteur de charge présumé de 100 % en vertu de contrats garantis (dont la période d'application est d'au moins deux ans), pour les pipelines interétatiques, moins (du prix de référence) les coûts de transport aux États-Unis des volumes destinés à NCO.

MCV

Dans le cas de MCV, le gaz serait acheté par MCV de NCO en vertu d'un contrat d'achat de gaz naturel en date du 1^{er} septembre 1989.

Le contrat contient des conditions préalables, relativement à l'obtention des autorisations des organismes de réglementation et des contrats de transport au Canada et aux États-Unis, qui doivent être satisfaites d'ici le 1^{er} septembre 1990. Dans la mesure où ces conditions ne sont pas satisfaites à cette date, l'une ou l'autre des parties peut donner un avis écrit de résiliation si les questions en litige ne sont pas résolues dans les 30 jours.

Le contrat prévoit une QJM de 283,3 10³m³/j (10 10⁶ pi³/j) à partir de la date à laquelle les livraisons garanties sont censées commencer; il doit se terminer le 31 octobre 2000.

Le contrat prévoit une prise obligatoire minimale; MCV doit prendre 50 % de la QJM chaque année ou payer le prix moyen lié au produit cette année-là. Si NCO ne livre pas au moins 90 % du volume demandé, jusqu'à concurrence de la QJM, MCV peut réduire sa QJM jusqu'au niveau des quantités livrées. Si la QJM tombe sous 50 %, MCV peut résilier le contrat.

Le prix contractuel à verser par MCV à NCO sera égal à la somme des frais liés à la demande et au produit chaque mois, moins le coût des frais liés à la demande au Canada et aux États-Unis pour les "sous-livraisons mensuelles" (définies dans le contrat). Les frais liés à la demande, qui doivent être versés par MCV à NCO que le gaz soit livré ou non, sont basés sur le coût total des frais liés à la demande pour le transport garanti par les pipelines canadiens.

La composante des frais liés au produit est basée sur un prix de référence relatif aux frais fixes et variables du projet MCV. Fondamentalement, le coût se compose du prix du charbon à faible teneur en soufre (75 %) et de l'indice du prix à la consommation (25 %). MCV verserait à NCO le prix de référence ou un prix s'accroissant à raison de 4 % par année, selon ce qui représente le prix le plus élevé.

Opinion de l'Office

L'Office a établi à sa satisfaction que les contrats signés par NCO avec CPCo et MCV prévoient le recouvrement de tous les coûts fixes de transport au Canada, puisque chaque contrat comprend une disposition exigeant que les frais liés à la demande soient versés que le gaz soit livré ou non.

En ce qui a trait à CPCo, la composante des frais liés au produit est liée au CMPG de CPCo chez les fournisseurs interétatiques. En ce qui a trait aux volumes destinés à MCV, la partie des frais liés au produit du prix augmentera selon un prix lié au prix de référence ou un prix s'accroissant à raison de 4 % par année, selon ce qui est le plus élevé. Selon l'Office, les dispositions contractuelles de tarification permettent que le prix à l'exportation soit redressé pour refléter l'évolution du marché.

Les contrats comprennent des clauses de prise obligatoire minimale pour CPCo et MCV de 70 % et de 50 % respectivement. En outre, comme il a déjà été mentionné, les frais liés à la demande doivent être versés, que les volumes soient livrés ou non. L'Office note que les livraisons destinées à CPCo et MCV ont déjà commencé en vertu d'ordonnances à court terme. Pour ces raisons, l'Office juge que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les projets d'exportation se dérouleront selon un facteur de charge élevé, ce qui assurera un taux de prise élevé en vertu des contrats.

Compte tenu du fait que le gaz destiné à l'exportation proviendra des réserves appartenant à NCO ou Bankeno, il n'était pas nécessaire de démontrer que les producteurs appuient le projet.

2.7 Décision

L'Office a décidé de délivrer de nouvelles licences d'exportation de gaz à NCO. Les licences entreront en vigueur sur approbation du gouverneur en conseil.

L'annexe I comprend les conditions dont sont assorties les licences d'exportation.

Lorsqu'il a rendu sa décision, l'Office a utilisé sa méthode axée sur les conditions du marché pour déterminer, entre autres, si les volumes à exporter sont excédentaires sur les besoins raisonnablement prévisibles du Canada. L'Office a noté que les projets d'exportation n'ont donné lieu à aucune plainte.

NCO a choisi d'utiliser l'ÉIE de l'Office, qui montrait que les exportations auraient peu ou pas d'incidences sur la production totale, les prix du gaz ou les modes de consommation au Canada et que les utilisateurs canadiens n'auraient pas de problèmes à satisfaire à leurs besoins en énergie dans l'avenir. En outre, l'Office note que, compte tenu de la réduction équivalente dans les volumes que Poco est autorisée à exporter à CPCo et MCV, l'octroi de ces licences à NCO n'aboutira pas à une augmentation nette du volume total de gaz dont l'exportation est autorisée. Après étude de ces questions, l'Office a établi à sa satisfaction que les exportations proposées sont excédentaires sur les besoins raisonnablement prévisibles du Canada.

Dans le cadre de sa méthode axée sur les conditions du marché, l'Office a évalué un certain nombre de facteurs d'intérêt public, y compris l'approvisionnement en gaz, les marchés, les contrats de vente de gaz et les contrats de transport associés aux projets d'exportation.

En ce qui a trait à l'estimation, faite par NCO, des réserves de gaz et de la capacité de production, l'Office a établi à sa satisfaction que l'approvisionnement en gaz suffira pour satisfaire aux besoins au cours de la période d'application des licences d'exportation.

Après étude des contrats NCO/CPCo et NCO/MCV, l'Office a établi à sa satisfaction qu'ils ont été négociés sans lien de dépendance, qu'ils sont bien étayés commercialement et qu'ils devraient être stables.

Les chapitres précédents constituent nos Motifs de décision relativement aux demandes d'exportation GH-2-90.

W.G. Stewart
membre président

R.B. Horner, c.r.
membre

A. Côté-Verhaaf
membre

Ottawa, Canada
Juillet 1990

Annexe I

Conditions de chacune des licences à délivrer à North Canadian Oils Limited

1. La licence entrera en vigueur à la date où le gouverneur en conseil l'aura approuvée et expirera le 31 octobre 2000.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz exportable en vertu de la licence ne doit pas dépasser:
 - (a) 283 000 mètres cubes par jour;
 - (b) 103 400 000 mètres cubes pour toute période de douze mois consécutifs se terminant un 31 octobre, ou
 - (c) 1 068 846 000 mètres cubes durant la période d'application de la licence.
3.
 - (a) À titre d'écart admissible, la quantité que North Canadian Oils Limited peut exporter pendant toute période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la limite journalière imposée dans la condition 2.
 - (b) À titre d'écart admissible, la quantité que North Canadian Oils Limited peut exporter pendant toute période de douze mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la limite annuelle imposée dans la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la licence doit être livré au point d'exportation près de Emerson, au Manitoba.