

# Activités de réglementation

Ce bulletin des *Activités de réglementation* couvre le mois de février 2002

## Atelier sensibilisation 2002

Le quatrième atelier de sensibilisation du public de l'Office prend de l'ampleur et comprend maintenant des programmes de formation continue et de liaison au sein de l'industrie pipelinière. L'atelier aura lieu au World Trade and Convention Centre à Halifax, en Nouvelle-Écosse, les 24 et 25 juin 2002.

Les ateliers antérieurs ont mis l'accent sur les programmes de prévention des dommages aux pipelines. Sensibilisation 2002 consacre une journée entière aux « Programmes de formation continue et de liaison », qui viseront à informer le public et les intervenants en cas d'urgence de leurs rôles dans le cas d'une urgence liée à

un pipeline. L'Office tient cet atelier dans le but de sensibiliser davantage à la vie et au travail près des pipelines les planificateurs municipaux, les excavateurs et les entrepreneurs, les travailleurs municipaux, les intervenants en cas d'urgence et les organismes qui ont en commun le désir de protéger la sécurité du public, les installations enfouies et le grand public.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur cet atelier, veuillez consulter le site Web de l'Office, à l'adresse [www.neb-one.gc.ca](http://www.neb-one.gc.ca), et cliquez sur *Sécurité et environnement, Atelier*.

## Demandes liées à une audience publique

### Audiences annulée

- Cartier Pipeline and Company, Limited Partnership (Cartier) - Traitement des droits des installations hypothétiques nord-ouest de Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) - RH-1-2002 Phase 2 (Dossier 4200-M124-2)**

L'Office a annulé l'audience publique qui devait débiter le 23 avril 2002 à Halifax, en Nouvelle-Écosse, au sujet d'un document déposé par Cartier se rapportant au traitement tarifaire qui conviendrait pour les installations hypothétiques dites Nord-Ouest. Cartier souhaiterait que

Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) construise ces installations. L'Office a annulé l'audience à la demande de Cartier.

Les installations hypothétiques Nord-Ouest sont un gazoduc d'environ 260 kilomètres (161 milles) de canalisations de 508 millimètres (20 pouces) de diamètre qui s'étendrait à travers le nord-ouest du Nouveau-Brunswick d'un point d'interconnexion avec le projet de gazoduc Cartier jusqu'à un point sur la canalisation principale actuelle de M&NP, près de Fredericton. Le projet hypothétique de gazoduc Cartier est un gazoduc

## Dans ce numéro

### Préface

Le Bulletin signale les activités de l'Office. Sauf mention expresse, la compétence de l'Office s'étend aux points énumérés dans ce bulletin, en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie, L.R.C. 1985, ch. N-7, dans sa version modifiée.

*Notre but global est de promouvoir  
la sécurité, la protection de  
l'environnement et l'efficacité  
économique*

<b>Demandes liées à une audience publique</b> . . . . .	1
<b>Demandes non liées à une audience publique</b> . . . . .	4
<b>Appels et révisions</b> . . . . .	8
<b>Modifications aux règlements</b> . . . . .	9
<b>Questions administratives</b> . . . . .	10
<b>Annexe I - Demandes en vertu de l'article 58</b> . . . . .	11
<b>Profil</b> . . . . .	12

hypothétique d'environ 262 kilomètres (163 milles) de canalisations de 508 millimètres (20 pouces) qui s'étendrait parallèlement au fleuve Saint-Laurent de la frontière Nouveau-Brunswick - Québec à Québec, à quel point il serait raccordé au réseau de transport gazier pancanadien.

## Audience en marche

### 1. **TransCanada Pipelines Limited (TCPL ou la compagnie) - Coût du capital pour les années 2001 et 2002 - RH-4-2001 (Dossier 4200-T001-15)**

L'Office tient présentement une audience publique qui a commencée le 19 février à Calgary, en Alberta, concernant une demande de TCPL qui sollicite l'approbation du coût du capital à utiliser dans le calcul des droits applicables à la canalisation principale de la compagnie pour les années 2001 et 2002.

L'Office a examiné le coût du capital de TCPL pour la dernière fois dans le cadre de l'instance sur le coût du capital des sociétés pipelinières (RH-2-94). À la suite de cette audience, l'Office a décidé qu'un ratio du capital-actions ordinaire présumé de 30 % convenait dans le cas de TCPL. L'Office a également décidé que le rendement autorisé du capital-actions ordinaire serait rajusté de façon annuelle à l'aide de la méthode de la prime de risque des actions ordinaires. D'après cette formule, un taux de rendement du capital-actions ordinaire de 9,53 % a été établi pour l'année 2002.

Dans sa demande, TCPL a soutenu que la structure présumée du capital constituée à 30 % de capital-actions ordinaire et la formule d'établissement du taux de rendement du capital-actions aboutissent à une sous-estimation de ce qui constitue un rendement équitable pour TCPL et ne devraient donc pas être appliquées dans le cas de la compagnie à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2001.

TCPL demande l'approbation d'un coût du capital pondéré moyen net d'impôt (CCPMNI) de 7,5 % pour 2001 et 2002, rajusté en fonction de l'écart entre le coût de la dette sur le marché et le coût engagé de la dette de la compagnie. TCPL a déclaré qu'un CCPMNI de 7,5 % correspond à un rendement de 12,5 % sur une composante capital-actions ordinaire présumé de 40 %. La compagnie a de plus indiqué que, si l'Office rejette la méthode qu'elle propose, elle lui demandera de fixer pour 2001 et 2002 un taux de rendement de 12,50 % sur un ratio du capital-actions ordinaire présumé de 40 %.

## Audiences prévues

### 1. **La Société de transmission électrique de Cedars Rapids Limitée (Cedars) - Reconstruction d'une ligne internationale de transport d'électricité (ligne internationale) - (Dossier 2200-C019-1)**

L'Office tiendra une audience publique à partir du 26 mars, à Dorval (Québec), concernant une demande de Cedars visant la reconstruction d'une ligne internationale entre Les Cèdres, au Québec, et Cornwall, en Ontario.

Cedars a sollicité un permis en vue de remplacer un tronçon de 71 kilomètres (44 milles) d'une ligne internationale établie de 72,8 kilomètres (45 milles) entre la centrale électrique de Les Cèdres, au Québec, et un point de connexion à Cornwall, en Ontario. Le 1,8 kilomètre restant, qui va d'un point près de Cornwall jusqu'à la frontière canado-américaine, a déjà été reconstruit. La ligne internationale en place sera démantelée après la mise en service de la ligne reconstruite. Cedars a également demandé que la ligne soit reconstruite à une tension de 230 kilovolts et qu'elle soit exploitée à 120 kilovolts.

Cedars prévoit reconstruire la ligne internationale entre les mois de juin et de novembre 2003 et la mettre en service au mois de décembre 2003, et démanteler la ligne internationale existante pendant l'hiver de 2004. Le coût estimatif du projet est de 40 millions de dollars.

### 2. **Georgia Strait Crossing Pipeline Limited (GSCPL) - Projet de pipeline GSX Canada - GH-4-2001 (Dossier 3200-G049-1)**

La Commission d'examen conjoint tiendra une audience publique à partir du 17 juin, en Colombie-Britannique, les dates et lieux seront annoncés à une date ultérieure, concernant le projet de pipeline GSX Canada.

La Commission d'examen conjoint a tenue des séances de consultation publique du 11 au 19 janvier afin de déterminer les questions qu'il convient d'aborder au cours de l'audience et de recueillir les commentaires du public sur les renseignements qu'il y aurait lieu d'obtenir de la part du demandeur. Les séances de consultation publique ont eu lieu à Vancouver, Sidney, Duncan, Cobble Hill, Île Salt Spring, Victoria, Île Saturna et Île Pender Nord, en Colombie-Britannique.

Le projet de pipeline GSX Canada projeté est une initiative conjointe de la British Columbia Hydro and Power Authority et de la société Williams Gas Pipeline Company. Il s'agit de la partie canadienne du projet de franchissement du détroit de Georgia, qui doit assurer le transport de gaz naturel à partir de Sumas, dans l'Etat de Washington, jusqu'à l'île de Vancouver.

Le projet de pipeline GSX Canada aurait son point de départ sur la frontière canado-américaine, dans le passage Boundary (à l'ouest du détroit de Georgia), et se raccorderait au réseau existant de Centra Gas British Columbia Inc., à un point situé au sud de Duncan, sur l'île de Vancouver. Le tronçon canadien s'étendrait sur environ 60 kilomètres (37,5 milles), dont

approximativement 44 kilomètres (27,5 milles) seraient en mer et 16 kilomètres (10 milles) à terre. Le pipeline de 406,4 millimètres (16 pouces) de diamètre pourrait transporter au départ 2,71 millions de mètres cubes (96 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour. La compagnie propose de mettre le pipeline en service en octobre 2003 et on évalue à 100 millions de dollars le coût de la partie canadienne du projet.

## Demandes d'audience déposées

### 1. **Westcoast Energy Inc. (WEI) - Construction de pipelines - Agrandissement du réseau de transport de gaz brut Grizzly et latéral WeeJay (Dossier 3200-W005-11)**

Le 31 janvier 2001, WEI a demandé l'autorisation de construire environ 108,5 kilomètres (67 milles) de canalisations de 406,4 millimètres (16 pouces) qui prolongeraient le réseau de transport de gaz brut Grizzly d'un point situé à quelque 30 kilomètres (19 milles) au sud-est de Tumbler Ridge, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, jusqu'à un point de réception proposé en Alberta, environ 110 kilomètres (68 milles) au sud-ouest de Grande Prairie. WEI propose également de construire une canalisation de 273 millimètres (10 pouces) d'environ 6,3 kilomètres (4 milles) de longueur, désignée le latéral WeeJay, qui s'étendrait d'un site de puits en Colombie-Britannique à un point de raccordement avec le pipeline de prolongement Grizzly proposé. Les installations proposées permettraient à WEI de connecter des réserves de gaz additionnelles du secteur Ojay/WeeJay en Colombie-Britannique et du secteur Naraway en Alberta. On évalue à 64,5 millions de dollars le coût des installations proposées.

Le 8 février 2002, l'Office a décidé de retirer à WEI la responsabilité de la préparation du rapport d'étude détaillé (RED) exigé par la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale. L'Office préparera le RED dans le cadre de son examen de la demande de WEI, suivant l'accomplissement de l'audience publique qui sera tenue pour examiner la demande.

### 2. **Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) - Construction d'une ligne internationale de transport d'électricité (ligne international) - (Dossier 2200-N088-1)**

Le 31 mai 2001, Énergie NB a déposé une demande visant la construction et l'exploitation d'une ligne internationale à 345 kilovolts d'environ 95 kilomètres (59 milles) de longueur qui s'étendrait de la péninsule de Pointe Lepreau vers l'ouest, jusqu'à la frontière canado-américaine près de Woodland (Maine), en passant par les comtés de Saint John et de Charlotte, au Nouveau-Brunswick. Le coût estimatif de la ligne internationale est de 40 millions de dollars et Énergie NB prévoit commencer la construction du projet au

printemps 2002. La partie américaine du projet comprendra une ligne de transport d'environ 135 kilomètres (84 milles) qui s'étendra de Woodland à Orrington (Maine). Bango Hydro Electric Company sollicite les autorisations requises, au niveau fédéral et de l'État, à l'égard de la partie américaine du projet.

Le rapport d'étude approfondie exigé aux termes de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale est encore en cours de préparation.

### 3. **Westcoast Energy Inc. (WEI) - Agrandissement de son réseau principal sud de transport (Dossier 3200-W005-12)**

Le 2 janvier, WEI a demandé l'approbation de construire huit doublements distincts d'un diamètre de 1 067 millimètres (42 pouces), sur une distance totale d'environ 89,5 kilomètres (55,5 milles) le long du réseau principal sud actuel. Les doublements proposés, dont la longueur varierait de 3,5 kilomètres (2,1 milles) à 31,4 kilomètres (19,4 milles), seraient installés à différents endroits depuis les environs de McLeod Lake, dans le centre-nord de la Colombie-Britannique, jusqu'aux environs de Rosedale, dans le sud de cette province. WEI propose en outre d'améliorer plusieurs stations de compression et de comptage, et d'y construire des installations supplémentaires. Les installations supplémentaires permettraient d'accroître la capacité du réseau principal sud de quelque 5,7 millions de mètres cubes (200 millions de pieds cubes) par jour. Le coût estimatif du projet s'élève à 338,4 millions de dollars et la date de mise en service prévue est le 1<sup>er</sup> novembre 2003.

## Audiences ajournées et reportées

### 1. **Sumas Energy 2, Inc. (SE2) - Ligne internationale de transport d'électricité - EH-1-2000 (Dossier 2200-S042-1)**

Pour plus d'information concernant cette demande, voir le point 1 sous la rubrique **Demandes d'audiences, Audiences prévues** dans le bulletin **Activités de réglementation** du mois de février 2001.

### 2. **M. Robert A. Milne, 3336101 Ontario Limited, président du conseil d'administration, représentant Milne Crushing & Screening - MH-1-97**

Pour plus d'information concernant cette demande, voir le point 1 sous la rubrique **Demandes d'audiences, Report d'audiences** dans le Numéro 62 du document **Activités de réglementation** en date du 1<sup>er</sup> octobre 1997.

### 3. **Crowsnest Pipeline Project - Construction d'un gazoduc**

Pour plus d'information concernant cette demande, voir le point 1 sous la rubrique **Demandes d'audiences, Demande d'audience reportée** dans le Numéro 63 du document **Activités de réglementation** en date du 1<sup>er</sup> janvier 1998.

# Demandes non liées à une audience publique

## Questions relatives à l'électricité

### Questions à l'étude

#### 1. **Aquila Canada (Aquila Canada) Capital and Trade Corp. - Exportation d'électricité (Dossier 6200-A090-1)**

Le 7 juin, Aquila Canada a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 1 142 mégawatts de puissance garantie et jusqu'à 10 000 gigawatts d'énergie garantie et interruptible par année pour une période de dix ans.

Les 22 juin et 18 décembre, l'Office a demandé par lettres des compléments d'information à Aquila Canada.

#### 2. **Aquila (Aquila) Capital and Trade Corp. - Exportation d'électricité (Dossier 6200-A090-1)**

Le 7 juin, Aquila a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 1 142 mégawatts de puissance garantie et jusqu'à 10 000 gigawatts d'énergie garantie et interruptible par année pour une période de dix ans.

Les 22 juin et 18 décembre, l'Office a demandé par lettre des compléments d'information à Aquila.

#### 3. **Cargill-Alliant Energy Canada, LP (Cargill) - Exportation d'électricité (dossier 6200-C208-1)**

Le 1<sup>er</sup> février, Cargill a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 1 000 mégawatts de puissance et 10 000 gigawattheures combiné d'énergie garantie et interruptible par année pour une période de 10 ans.

Le 15 février, l'Office a demandé par lettre un complément d'information à Cargill.

#### 4. **Conectiv Energy Supply, Inc. (Connective) - Exportation d'électricité (Dossier 6200-204-1)**

Le 11 janvier, Conectiv a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 5 000 gigawattheures d'énergie interruptible et 571 mégawatts et 5 000 gigawattheures de puissance et d'énergie garantie à court terme par année pour une période de 10 ans.

Le 12 février, l'Office a demandé par lettre un complément d'information à Conective.

#### 5. **The Detroit Edison Company (Detroit Edison) - Exportation d'électricité (Dossier 6200-D057-1)**

Le 16 février, Detroit Edison a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 1 000 mégawatts de puissance garantie et 9 000 gigawattheures d'énergie garantie par année pour une période de 10 ans.

#### 6. **The DTE Energy Trading, Inc. (DTE) - Exportation d'électricité (dossier 6200-D058-1)**

Le 16 février, Detroit Edison a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 2 000 mégawatts de puissance garantie et 10 terawattheures d'énergie garantie par année pour une période de 10 ans.

#### 7. **Direct Energy Marketing Ltd. (Direct) - Exportation d'électricité (Dossier 6200-D027-1)**

Le 6 décembre, Direct a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 1 000 mégawatts de puissance interruptible, 2 000 mégawatts de puissance garantie et interruptible, 8 760 gigawattheures d'énergie interruptible et 8 760 gigawattheures d'énergie garantie par année pour une période de 10 ans.

Le 19 février, l'Office a demandé par lettre un complément d'information à Direct.

#### 8. **Encore Energy Solutions Inc. (Encore) - Exportation d'électricité (Dossier 6200-E050-1)**

Le 4 juin, Encore a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 10 541 gigawattheures d'énergie interruptible et jusqu'à 750 mégawatts et 6 588 gigawattheures de puissance et d'énergie garantie à court terme par année pour une période de dix ans.

Les 22 juin et 18 décembre, l'Office a demandé par lettres des compléments d'information à Encore.

#### 9. **Hudson Energy Company (Hudson) - Projet de liaison électrique entre la Nouvelle-Écosse et New York (Dossier 2200-H044-1)**

Le 19 décembre, Hudson a déposé des documents intitulés *Project Description* (description du projet) et *Draft Scope of the Environmental Assessment* (ébauche de la portée de l'évaluation environnementale) en tant que requête préliminaire concernant le projet de liaison électrique entre la Nouvelle-Écosse et New York (le projet de liaison électrique). Le dépôt de cette requête préliminaire met en branle l'évaluation environnementale du projet de liaison électrique suivant la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE). L'ébauche du document de détermination de la portée expose, en termes généraux, les éléments que la portée de l'évaluation doit inclure aux termes de la LCÉE ainsi que la démarche qu'Hudson se propose d'adopter pour mener l'évaluation.

Hudson propose de construire à Goldboro (Nouvelle-Écosse) une centrale au gaz naturel à cycle combiné de 832 mégawatts et de transporter l'électricité produite

jusqu'à la ville de New York au moyen d'un câble sous-marin haute tension, de 500 kilovolts, à courant continu. On évalue à entre 1 300 et 1 450 kilomètres (806 à 900 milles) la longueur totale de câble qui sera nécessaire pour le projet de liaison électrique. Hudson propose de commencer à envoyer de l'électricité à la ville de New York d'ici le milieu de 2005. Dans sa requête, Hudson a indiqué que deux couloirs marins possibles sont envisagés :

- le couloir privilégié va du chenal du Nord-Est au Grand chenal Sud en contournant le banc de Georges par le sud-est;
- l'autre couloir va du chenal du Nord-Est au Grand chenal Sud en contournant le banc de Georges par le nord-ouest.

À partir du Grand chenal Sud et de la région à l'ouest du banc de Georges, le couloir va du terminal ouest du chenal maritime Ambrose menant au port de New York, en passant par le passage dans la partie supérieure de la baie et le cours inférieur de la rivière d'Hudson, jusqu'à un terminal situé près de la 49<sup>e</sup> Rue Ouest, dans la ville de New York.

**10. Régie de l'hydro-électricité du Manitoba (Hydro-Manitoba) - Construction d'une ligne internationale de transport d'électricité (ligne international) - (Dossier 2200-M020-4)**

Le 7 septembre, Hydro-Manitoba a déposé une demande visant l'approbation de construire une ligne internationale de 230 kilovolts entre le sud-ouest du Manitoba et la frontière canado-américaine, près de Killarney (Manitoba).

Hydro-Manitoba a conclu avec la Northern States Power Company et la Otter Tail Power Company, toutes deux établies aux États-Unis, une entente en vue de la construction d'une ligne internationale à partir de la station Glenboro actuelle jusqu'à la nouvelle station Rugby East qui serait construite à l'est de Rugby, dans le Dakota du Nord. La partie canadienne de la ligne internationale s'étendrait sur environ 80 kilomètres (50 milles), tandis que la partie située aux États-Unis, qui irait de Rugby jusqu'à un point au nord de Rolla, dans le Dakota du Nord, aurait environ 85 kilomètres (53 milles) de long. On évalue le coût de la partie canadienne de la ligne internationale à 22 millions \$CAN, celui de la partie américaine du projet étant estimé à 30 millions \$US. La date proposée de mise en service est le 31 octobre 2002.

Les 25 octobre, 16 et 28 novembre, 21 décembre et 31 janvier, l'Office a demandé par lettres des compléments d'information à Hydro-Manitoba.

**11. Régie de l'hydro-électricité du Manitoba (Hydro-Manitoba) - Exportation d'électricité (Dossier 6200-M020-12)**

Le 14 novembre, Hydro-Manitoba a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 100 mégawatts de puissance et jusqu'à 514 gigawattheures (GW.h) en 2002, 878 GW.h en 2003 - 2006, et 362 GW.h en 2007 par année pour une période de cinq ans.

Le 1<sup>er</sup> février, l'Office a demandé par lettre un complément d'information à Hydro-Manitoba.

**12. Morgan Stanley Capital Group Inc. (Morgan) - Exportation d'électricité (Dossier 6200-M136-1)**

Le 1<sup>er</sup> mai, Morgan a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 2 336 000 mégawatts de puissance garantie et interruptible et jusqu'à 2 336 gigawattheures d'énergie garantie et interruptible par année pour une période de 20 ans.

Le 22 juin, l'Office a demandé par lettre un complément d'information à Morgan.

**13. Nexen Marketing, an Alberta general partnership (Nexen) - Exportation d'électricité (Dossier 6200-N086-1)**

Le 24 août, Nexen a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 5 000 gigawattheures d'énergie interruptible et jusqu'à 1 000 mégawatts et 5 000 gigawattheures de puissance et d'énergie garantie par année pour une période de 10 ans.

Les 1<sup>er</sup> octobre et 18 décembre, l'Office a demandé par lettres des compléments d'information à Nexen.

**14. OGE Energy Resources Inc. (OGE) - Exportation d'électricité (Dossier 6200-0011-1)**

Le 18 janvier, OGE a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 300 mégawatts de puissance garantie et interruptible, 1 500 gigawattheures d'énergie garantie et 250 gigawattheures d'énergie interruptible par année pour une période de 10 ans.

Le 14 février, l'Office a demandé par lettre un complément d'information à OGE.

**15. Reliant Energy Services Canada. (Reliant) - Exportation d'électricité (Dossier 6200-R038-1)**

Le 1<sup>er</sup> février, Reliant a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 1 000 mégawatts de puissance et 5 000 gigawattheures combiné d'énergie garantie et interruptible par année pour une période de 10 ans.

Le 15 février, l'Office a demandé par lettre un complément d'information à Reliant.

## **16. TransCanada Power Marketing Ltd. (TransCanada) - Exportation d'électricité (Dossier 6200-T074-1)**

Le 13 mars, TransCanada a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 500 mégawatts de puissance garantie et interruptible par mois, et 2 térawattheures d'énergie interruptible et garantie par année pour une période de dix ans.

Les 22 juin et 27 novembre, l'Office a demandé par lettres des compléments d'information à TransCanada.

## **Questions relatives aux pipelines**

### **Questions réglées**

#### **1. Star Oil & Gas Ltd. (Star) - Construction de pipeline (Dossier 3400-S168-2)**

Le 8 février, l'Office a approuvé une demande datée du 20 décembre de Star visant la construction des deux pipelines suivants :

- une canalisation haute pression de 13,5 kilomètres (8,3 milles) de long et 168,3 millimètres (6 pouces) de diamètre destinée à transporter la production de gaz naturel acide, qui s'étend de la coordonnée 01-34-79-14W6 en Colombie-Britannique jusqu'à l'usine de gaz acide Pouce Coupé de Duke, à la coordonnée 05-23-80-13W6 en Alberta;
- une canalisation haute pression de 13,5 kilomètres (8,3 milles) de long et 60 millimètres (2 pouces) de diamètre pour l'alimentation en gaz combustible, qui s'étend de l'usine de gaz acide Pouce Coupé de Duke à la coordonnée 05-23-80-13W6 en Alberta jusqu'à la coordonnée 01-34-79-14W6 en Colombie-Britannique.

Les deux pipelines partageraient la même tranchée. Le coût du projet est estimé à 1 509 500 de dollars, et la mise en service des pipelines est prévue pour la mi-mars 2002.

#### **2. TransCanada PipeLines Limited (TCPL) - Mise hors service d'équipements (Dossier 3200-T001-192)**

Le 7 février, l'Office a approuvé la mise hors fonction de 22 unités de compression. Le 5 juillet, TCPL a demandé à l'Office d'approuver la mise hors service de certains équipements de compression à 36 stations sur son pipeline principal. Le coût estimatif du projet est de 3 788 000 dollars.

Le 19 juillet, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) a demandé que l'Office convoque une conférence afin d'établir expéditivement les faits entourant la demande de TCPL. L'ACPP a identifié un

certain nombre de préoccupations concernant la demande de TCPL; à savoir, l'entretien des installations utilisées et utiles, le retrait des installations qui ne sont plus ni utilisées ni utiles, et l'entretien et la disponibilité de niveaux appropriés des installations.

Le 10 janvier, l'Office a tenue une conférence pour permettre un échange de vues sur les questions soulevées au sujet de la demande de TCPL, pour en arriver à comprendre et à résoudre éventuellement certaines ou l'ensemble de ces questions, et pour déterminer si l'Office doit prendre des mesures supplémentaires.

En réponse aux inquiétudes soulevées par les parties intéressées, TCPL a accepté de modifier la demande et demande maintenant l'approbation de la mise hors fonction de 22 unités de compression. TCPL a de plus accepté de demander un ajournement de sa demande en ce qui concerne les unités de compression restantes.

#### **3. Demandes présentées en vertu de l'article 58**

L'Office a approuvé plusieurs demandes, formulées en vertu de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, concernant des installations pipelinières courantes ou la construction de pipelines dont la longueur n'excède pas 40 kilomètres. Voir l'annexe I pour obtenir une description des demandes approuvées.

### **Questions à l'étude**

#### **4. Husky Oil Operations Limited (Husky) - Construction de pipeline (Dossier 3400-H012-10)**

Le 29 novembre, Husky a demandé l'autorisation de construire un gazoduc de 8,9 kilomètres (5,5 milles) qui s'étendrait d'un point situé environ 175 kilomètres (108 milles) à l'est de Fort Nelson, en Colombie-Britannique, à un point situé environ 40 kilomètres (25 milles) à l'ouest de Rainbow Lake, en Alberta. Le coût du gazoduc est évalué à 1,8 million de dollars.

Les 21 décembre et 10 janvier, l'Office a demandé par lettres des compléments d'information à Husky.

#### **5. Pouce Coupé Pipe Line Ltd. (Pouce Coupé) - Vente d'oléoducs (Dossiers 3400-P123-2 et 3400-F72-1)**

Pour plus d'information concernant cette demande, voir le point 10 sous la rubrique *Questions relatives aux pipelines* dans le bulletin *Activités de réglementation* du mois de décembre 2001.

#### **7. TransCanada PipeLines Limited, B.C. System (TCPL) - Projet d'agrandissement Westpath en 2002 (Dossier 3400-T054-3)**

Le 20 décembre, TCPL a demandé l'autorisation de construire environ 24,4 kilomètres (15 milles) de

canalisations de 1 219 millimètres (48 pouces) de diamètre sur son réseau B.C. System et d'apporter des changements à ses stations de compression Elko et Moyie. Les installations visées par la demande auraient une capacité nominale de transport de 11,9 millions de mètres cubes (420 millions de pieds cubes) par jour. Le coût estimatif du projet est de l'ordre de 48,3 millions de dollars et la date de mise en service proposée est le 1<sup>er</sup> novembre 2002.

Le 18 février, l'Office a demandé par lettre un complément d'information à TCPL.

#### **8. Westcoast Energy Inc. (WEI) - Révision de l'ordonnance XG-W005-22-2001 et demande de prolongement de la canalisation de réinjection Kwoen (Dossiers 33400-W005-265 et 400-W005-282)**

Le 14 décembre, WEI a demandé l'approbation d'installations de prolongement de la canalisation de réinjection Kwoen dans le nord-est de la Colombie-Britannique, lesquelles comprendraient :

- une conduite de transport de gaz acide de 3,2 kilomètres de long et 168,3 millimètres (six pouces) de diamètre, qui s'étendrait de la fin de la canalisation de réinjection Kwoen, près du puits de Talisman Energy Inc. à la coordonnée b-65-B/93-P-5, jusqu'au puits de Talisman situé à la coordonnée a-43-B/93-P-5;
- un prolongement du pipeline de gaz combustible, mesurant 1,4 kilomètre de long et 88,9 millimètres (trois pouces) de diamètre, qui irait d'un point de raccordement sur l'actuel pipeline de gaz combustible South Sukunka de WEI, à la coordonnée c-44-B/93-P-5, jusqu'au puits situé à la coordonnée a-43-B/93-P-5;
- la mise en place de deux pompes électriques et des dispositifs connexes aux installations de traitement et de compression Kwoen;
- la mise en place de dispositifs de communication et de commande à l'emplacement du puits, à la coordonnée a-43-B/93-P-5.

Les installations susmentionnées permettraient de réinjecter dans un puits existant de Talisman du gaz acide extrait du gaz brut traité à l'usine Kwoen. À l'origine, WEI comptait injecter ce gaz acide dans le puits b-65-B/93-P-5.

Le 19 septembre, WEI a informé l'Office qu'elle avait découvert des problèmes associés au puits b-65-B/93-P-5 et que le raccordement des installations Kwoen à ce puits, approuvé suivant l'ordonnance XG-W005-22-2001, semblait très douteux. L'Office a noté que le puits

b-65-B/93-P-5 est essentiel au fonctionnement des installations Kwoen, telles qu'elles ont été approuvées. À défaut d'une connexion entre la canalisation de réinjection Kwoen et le puits, la viabilité du projet Kwoen et d'autres projets connexes pourrait être compromise. Le 27 septembre, l'Office a décidé, de son propre chef, de réviser l'ordonnance XG-W005-22-2001 par laquelle il avait approuvé les installations Kwoen originales (voir le point 1, sous la rubrique **Appels et révisions - révisions en instance**, ci-dessous).

Le 23 janvier, l'Office a décidé, parce que les faits étayant la révision de l'ordonnance et la demande se recourent considérablement, d'examiner les deux questions dans le cadre d'une seule et même instance. L'Office fournira d'autres directives au sujet du déroulement de l'instance combinée.

## **Question relative au transport, aux droits et aux tarifs**

### **Question réglée**

#### **1. Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) - Droits provisoires et droits définitifs de 2002 (Dossiers 4200-0F006-6 et 4400-F006-9)**

Le 21 février, l'Office a rejeté une demande datée du 18 janvier de Foothills visant l'approbation de droits provisoires, devant entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> février 2002, qui l'autoriserait de modifier la façon dont elle calcule son coût du service (uniquement en ce qui touche le taux de rendement du capital-actions ordinaire).

L'Office a sollicité les vues des parties intéressées au sujet de la demande.

### **Question à l'étude**

#### **2. Lignes directrices révisées relatives aux règlements négociés sur le transport, les droits et les tarifs (Dossier 4600-A000-3)**

Le 30 janvier, l'Office a diffusé un document de discussion et une **Ébauche des lignes directrices révisées relatives aux règlements négociés sur le transport, les droits et les tarifs** pour obtenir les vues du public à ce sujet.

D'après les **Lignes directrices relatives aux règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs**, modifiées la dernière fois en août 1994, un règlement négocié qui soutient une demande doit être fondé sur le consentement unanime et non contesté des parties aux négociations. Ces lignes directrices ne renferment aucune instruction sur la façon dont l'Office peut aborder des règlements qui sont contestés.

L'ébauche de lignes directrices révisées comporte un ensemble de mesures que l'Office pourrait prendre pour traiter les règlements contestés. La date limite pour le dépôt des commentaires a été fixée au mercredi 20 mars.

## Questions pionnières

- Devon Canada Corporation** a reçu une « approbation de forer un puits » le 1<sup>er</sup> février pour le puits Devon PC Tuk B-02, conformément à l'article 83 du Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada (RFPPGNC).
- Paramount Resources Ltd.** a obtenu l'approbation, le 1<sup>er</sup> février, d'abandonner les puits Paramount Berkley Netla M-23 et Paramount Berkley Netla P-57, conformément à l'alinéa 80(1)b) du RFPPGNC.
- Petro-Canada** a obtenu l'approbation, le 1<sup>er</sup> février, de forer le puits PC Devon Kugpik L-46, selon l'article 83 du RFPPGNC.
- Anadarko Canada Corporation** a obtenu l'approbation, le 11 février, d'augmenter la profondeur du tubage de surface, conformément au paragraphe 70(1)b) du RFPPGNC.
- Anadarko Canada Corporation** a reçu une « approbation de forer un puits » le 11 février pour le puits Anadarko Netla A-68, conformément à l'article 83 du RFPPGNC.
- Paramount Resources Ltd.** a reçu, le 15 février, l'autorisation de modifier le projet de développement pétrolier et gazier de Cameron Hills, approuvé en vertu de l'ordonnance EPO-01-2002, conformément à l'alinéa 5(1)b) de la Loi sur les opérations pétrolières au Canada (LOPC).
- Paramount Resources Ltd.** a obtenu l'approbation, le 19 février, du « Rapport de cessation d'un puits » pour le puits Paramount Anadarko Bovie J-76, conformément à l'article 184 du RFPPGNC.

- Paramount Resources Ltd.** a obtenu l'approbation, le 22 février, de « modifier les conditions d'un puits » pour le puits Paramount et autres Cameron B-08, conformément au paragraphe 19(3) du Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada (RPREPGC).
- Paramount Resources Ltd.** a obtenu l'approbation, le 22 février, pour un essai des couches prolongé, conformément au paragraphe 5.6(3) de la LOPC.
- Paramount Resources Ltd.** a obtenu l'approbation, le 25 février, de « modifier les conditions d'un puits » pour le puits Paramount Anadarko Bovie J-76, conformément à l'alinéa 5(1)b) de la LOPC.
- Les résultats du relevé de pression annuel 2001 soumis par **Imperial Oil Resources Ltd.** pour la zone du puits Norman ont été reçus le 27 février, conformément à l'article 15 du RPREPGC.
- Paramount Resources Ltd.** a reçu, le 28 février, l'autorisation de modifier le projet de développement pétrolier et gazier de Cameron Hills, approuvé en vertu de l'ordonnance EPO-01-2002, conformément à l'alinéa 5(1)b) de la LOPC.
- Opérations géologiques, géophysiques ou géotechniques** : quatre demandes ont été approuvées aux termes du paragraphe 5 de la LOPC.

Société	Région	Id. de la zone d'exploitation	Date
Paramount Resources Ltd.	Le sud du T.N.-O.	9229-P033-007E	15 février
Japex Canada Limited	Delta du Mackenzie	9329-J031-001E	13 février
Japex Canada Limited	Delta du Mackenzie	9329-J031-002E	13 février
Shell Canada Resources Limited	Delta du Mackenzie	9333-S006-001E	27 février

## Appels et révisions

### Appels en instance

- Canadian Forest Oil Limited c. Chevron Canada Resources et Ranger Oil Limited**

Pour plus d'information concernant cette question, voir le point 1 sous la rubrique Appels dans le document Activités de réglementation en date du 31 août 2000.

- TransCanada PipeLines Limited (TCPL) - Règlement sur le recouvrement des frais (RRF) - Réseau BC de TCPL**

Le 24 octobre, TCPL a demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel de la décision du 27 septembre de l'Office visant à annuler le droit de TCPL de bénéficier du plafond prévu au chapitre du recouvrement des frais dans le cas de son réseau BC, lequel droit lui avait été consenti par l'Office le 14 mars. Selon la décision du 27 septembre de l'Office, le changement s'appliquait rétroactivement au 1<sup>er</sup> janvier.

En bref, TCPL demande d'interjeter appel pour les motifs suivants :



- L'Office a erré en droit et a agi sans compétence lorsqu'il a annulé, sans pouvoir légal, sa décision du 14 mars visant à limiter au plafond prévu par le RRF le montant des frais dont le réseau BC de TCPL est redevable à l'Office en 2001 au titre du recouvrement des coûts;
- L'Office a erré en droit lorsqu'il a annulé sa décision du 14 mars, alors que les dispositions du RRF autorisaient le réseau BC à bénéficier d'un plafond sur la part des frais dont il est redevable à l'Office;
- L'Office est allé à l'encontre du principe de justice naturelle;
- L'Office a erré en droit lorsqu'il a augmenté rétroactivement le montant des frais à payer aux termes du RRF pour la première moitié de 2001, sans que le RRF ou la Loi sur l'Office national de l'énergie ne l'y autorisent expressément.

## Révisions en instance

### 1. Westcoast Energy Inc. (WEI) - Installations Kwoen (Dossier 3400-W005-265)

(Voir aussi le point 7 sous la rubrique Questions relatives aux pipelines, Questions à l'étude ci-dessus)

Le 27 septembre, l'Office a décidé, de sa propre initiative, d'effectuer un examen de l'ordonnance XG-W005-22-2001, par laquelle l'Office avait approuvé une demande par WEI pour construire les installations Kwoen.

Le 19 septembre, WEI avait informé l'Office qu'elle avait détecté des problèmes concernant le puits de réinjection de Talisman Energy Inc. situé à b-65-B/93-p-5 (le puits b-65) et que la connexion des installations Kwoen, telle qu'approuvée par XG-W005-22-2001, au puits b-65 semble être sérieusement en doute. L'Office a noté que le puits b-65 est fondamental pour l'exploitation des installations Kwoen telles qu'approuvées. En l'absence d'une connexion entre le pipeline de réinjection Kwoen et le puits b-65, la viabilité du projet Kwoen et d'autres projets qui lui sont liés peut être remise en question.

## Modifications aux règlements et aux règles

### 1. Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines, partie II - Règlement sur la prévention des dommages (Dossier 185-A000-36)

Pour plus d'information concernant cette question, voir le point 1 sous la rubrique Modifications aux règlements dans le bulletin Activités de réglementation du mois de mai 2001.

### 2. Règlement sur les usines de traitement (le Règlement) (Dossier 185-A000-13)

Les installations Kwoen, qui seront situées à 29 kilomètres (17,4 milles) au sud-est de l'usine de Pine River en Colombie-Britannique, se composent : (i) d'une station de recompression; (ii) d'une usine de désacidification; (iii) d'un pipeline de réinjection de gaz acide de 10 kilomètres (6,2 milles); et (iv) de modifications à un puits de refoulement.

### 2. Reservoir Safety Committee (Comité de sécurité du réservoir - CSR) - révision des permis d'exportation d'électricité délivrés à la British Columbia Power Exchange Corporation (Powerex) et à la British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro) (Dossier 6200-B095-4-1)

Le 17 octobre 2000, le CSR a demandé une révision des permis d'exportation d'électricité EPE-118 et EPE-119 délivrés à Powerex et des permis EPE-124, EPE-125, EPE-126 et EPE-127 délivrés à BC Hydro. Dans sa demande, le CSR a déclaré que depuis 1980, 11 noyades se sont produites dans le réservoir Carpenter de BC Hydro. C'est là une conséquence du refus de BC Hydro de fournir une protection adéquate aux travailleurs et aux membres du public qui passent par l'installation de production de Bridge River, située dans le réservoir Carpenter. Le CSR a de plus déclaré que ce sont les inquiétudes de nombreux citoyens concernant l'exploitation de l'installation qui ont mené à la formation du CSR. Le but du CSR est de faire effectuer des améliorations importantes liées à la sécurité de l'installation. Le CSR a demandé à l'Office de révoquer les permis liés à l'exportation d'électricité produite par l'installation hydro-électrique de BC Hydro à Bridge River, jusqu'à ce que la sécurité des travailleurs et du public puisse être assurée.

Le 19 décembre 2000, l'Office a envoyé une lettre au CSR l'informant qu'il maintiendra sa demande en suspens jusqu'à ce que le CSR ait observé l'article 44 des Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie (1995), notamment en ce qui concerne l'avis aux personnes potentiellement intéressées.

Pour plus d'information concernant cette question, voir le point 2 sous la rubrique Modifications aux règlements dans le bulletin Activités de réglementation du mois de mai 2001.

### 3. Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie (1995) (Règles) (Dossier 341-A000-2)

Pour plus d'information concernant cette question, voir le point 3 sous la rubrique Modifications aux règlements dans le bulletin Activités de réglementation du mois de mai 2001.

**4. Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières au Canada (Règlement sur les opérations de plongée) et Note d'orientation (Dossier 2001-1)**

Pour plus d'information concernant cette question, voir le point 4 sous la rubrique **Modifications aux règlements** dans le bulletin **Activités de réglementation** du mois de mai 2001.

**5. Règlement sur le forage des puits de pétrole et de gaz au Canada (RFPPGC) et Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada (RPREPGC) (Dossier 0406-14)**

Pour plus d'information concernant cette question, voir le point 5 sous la rubrique **Modifications aux règlements** dans le bulletin **Activités de réglementation** du mois de mai 2001.

**6. Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers - Commentaires du public (Dossier 3015-5)**

Les Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers, publiées par l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTHE), l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et l'Office national de l'énergie, décrivent les normes minimales à respecter pour le traitement et/ou l'élimination des déchets produits lors de l'exploitation

de routine d'installations de forage et de production au large des côtes canadiennes.

Un groupe de travail multilatéral, présidé par un représentant de l'OCTHE, comptant parmi ses effectifs des membres des trois Offices, des représentants d'autres ministères gouvernementaux, de l'industrie et du public, s'est consacré à réviser les lignes directrices en vigueur qui ont été publiées en 1996. Le groupe de travail a préparé une version révisée provisoire des lignes directrices qui est présentement diffusée en vue d'obtenir des commentaires du public. À la suite de cette période de commentaires, la version provisoire sera révisée au besoin, puis présentée aux trois Offices pour qu'ils l'examinent.

Tout commentaire sur la version provisoire des **Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers** devrait parvenir à l'OCTHE avant l'heure de fermeture des bureaux le 5 avril 2002.

**7. Règlements et Notes d'orientation pris aux termes du Code canadien du travail, Partie II**

Pour plus d'information concernant cette question, voir le point 6 sous la rubrique **Modifications aux règlements** dans le bulletin **Activités de réglementation** du mois de mai 2001.

## Questions Administratives

### Instructions relatives au dépôt de documents

Toute la correspondance destinée à l'Office doit être adressée au : Secrétaire, Office national de l'énergie, 444, Septième Avenue S.-O., Calgary, AB T2P 0X8 - Télécopieur (403) 292-5503.

### Demande - Nombre de copies à déposer

Pour savoir le nombre de copies à fournir selon la nature de la demande, voir le site Internet sous la rubrique **Dépôt d'un document**.

Office national de l'énergie  
Michel L. Mantha  
Secrétaire

#### Pour des renseignements :

Denis Tremblay, agent des Communications  
Téléphone : (403) 299-2717  
Courriel : dtremblay@neb-one.gc.ca

### Numéros pour communication avec l'Office

#### Renseignements généraux :

(403) 292-4800  
1-800-899-1265

#### Bureau des publications :

Téléphone : (403) 299-3562  
Télécopieur : (403) 292-5576  
Courriel : publications@neb-one.gc.ca

#### Site Internet :

[www.neb-one.gc.ca](http://www.neb-one.gc.ca)

#### Numéros de téléphone :

Pour une liste à jour des numéros de téléphone des membres de l'Office et du personnel clé, voir le site Internet sous la rubrique **À notre sujet, Notre personnel**.

# Annexe I

## Demandes présentées en vertu de l'article 58

### Gazoducs

Demandeur	Dossier/Ordonnance	Demande	Coût est.
Foothills Pipe Lines Ltd.	Dossier : 3400-F006-38 Ord. : XG-F006-8-2002	Demande datée du 19 décembre; approuvée le 12 février. Revêtement de pipeline dans la zone 9.	400 000
Shiha Energy Transmission Ltd.	Dossier : 3400-S0-56-4 Ord. : XG-S056-9-2002	Demande datée du 31 janvier; approuvée le 28 février. Construire un raccord perpendiculaire à la verticale.	25 000
Star Oil & Gas Ltd.	Dossier : 3400-S168-2 Ord. : XG-S168-4-2002	Demande datée du 20 décembre; approuvée le 8 février. Construire une canalisation haute pression de 13,5 kilomètres de long et destinée à transporter la production de gaz naturel acide et une canalisation haute pression de 13,5 kilomètres de long pour l'alimentation en gaz combustible.	1 509 500

### Oléoducs

Demandeur	Dossier/Ordonnance	Demande	Coût est.
Enbridge Pipelines Inc.	Dossier : 3400-E101-44 Ord. : XO-E10-5-2002	Demande datée du 21 décembre; approuvée le 14 février. Quarante projets.	24 639 100
Enbridge Pipelines (NW) Inc.	Dossier : 3400-E102-6 Ord. : XO-E102-62002	Demande datée du 30 janvier; approuvée le 20 février. Installer des anodes supplémentaires dans les déversoirs au KP 153.	41 400
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	Dossier : 3400-T004-82 Ord. : XO-T004-4-2002	Demande datée du 25 octobre; approuvée le 7 février. Installer 570 mètres de blindage de roche le long de la rive occidentale du fleuve Athabasca.	2 670 000

# Profil

L'Office national de l'énergie est une cour fédérale de réglementation créée par une loi du Parlement le 2 novembre 1959.

En vertu des pouvoirs de réglementation que lui confère la **Loi sur l'Office national de l'énergie**, l'Office délivre des autorisations d'exportation de pétrole, de gaz naturel et d'électricité, accorde des certificats visant les pipelines interprovinciaux et internationaux et les lignes internationales de transport d'électricité et établit les droits et les tarifs applicables aux oléoducs et aux gazoducs relevant de la compétence fédérale.

Outre ses fonctions de réglementation, l'Office est également chargé de conseiller le gouvernement sur la mise en valeur et l'utilisation des ressources énergétiques.

La Loi exige également que l'Office suive la situation de l'approvisionnement en ce qui a trait à tous les principaux produits énergétiques au Canada, particulièrement l'électricité, le pétrole, le gaz naturel

et les sous-produits de ces hydrocarbures; il doit aussi se tenir au fait de la demande d'énergie au Canada et à l'étranger.

Les responsabilités de l'Office en vertu de la **Loi sur les opérations pétrolières au Canada** et de certaines dispositions de la **Loi fédérale sur les hydrocarbures** englobent la réglementation des activités d'exploration, de mise en valeur et de production du pétrole et du gaz dans les régions pionnières de manière à favoriser la sécurité des travailleurs, la protection de l'environnement et la conservation des ressources en hydrocarbures.

L'Office a également des responsabilités précises en vertu de la **Loi sur le pipe-line du Nord** et de la **Loi sur l'administration de l'énergie**. En outre, le ministre de Développement des ressources humaines Canada a nommé des inspecteurs de l'Office à titre d'agents de sécurité chargés d'appliquer la partie II du **Code canadien du travail**.

©Her Majesty the Queen in Right of Canada 2002 as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE12-4/2002-02E  
ISSN 0821-8645

This document is published separately in both official languages. For further information, please contact:

Communications Team  
National Energy Board  
444 Seventh Avenue SW  
Calgary, Alberta T2P 0X8  
Telephone: (403) 292-4800  
Telecopier: (403) 292-5503

©Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2002 représentée par l'Office national de l'énergie

N<sup>o</sup> de cat. NE12-4/2002-02F  
ISSN 0821-865X

Ce document est publié séparément dans les deux langues officielles. Pour de plus amples renseignements :

Équipe des communications  
Office national de l'énergie  
444, Septième Avenue S.-O.  
Calgary (Alberta) T2P 0X8  
Téléphone : (403) 292-4800  
Télécopieur : (403) 292-5503