

# Activités de réglementation

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

## Lignes directrices révisées relatives aux règlements négociés sur le transport, les droits et les tarifs

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.

Le document de discussion et l'*Ébauche des lignes directrices révisées relatives aux règlements négociés sur le transport, les droits et les tarifs* sont disponibles sur le site Internet de l'Office au [www.neb-one.gc.ca](http://www.neb-one.gc.ca) sous la rubrique *Quoi de neuf!*

## Demandes liées à une audience publique

### Audiences prévues

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 tiendra une audience publique à partir du 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

## 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> . . . . .       | <b>1</b>  |
| <b>Demandes non liées à une audience publique</b> . . . . .   | <b>4</b>  |
| <b>Appels et révisions</b> . . . . .                          | <b>10</b> |
| <b>Modifications aux règlements</b> . . . . .                 | <b>11</b> |
| <b>Questions administratives</b> . . . . .                    | <b>12</b> |
| <b>Annexe I - Demandes en vertu de l'article 58</b> . . . . . | <b>13</b> |
| <b>Profil</b> . . . . .                                       | <b>14</b> |

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 %.

## **2. *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 un endroit qui sera annoncé ultérieurement, 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.

## **3. *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 tiendra une audience publique à partir du 23 avril à Halifax, en Nouvelle-Écosse au sujet du document déposé par Cartier concernant le traitement des droits des installations nord-ouest, dont Cartier souhaite la construction par M&NP.

Les installations nord-ouest hypothétiques sont un gazoduc d'environ 260 kilomètres (161 milles) de canalisations de 508 millimètres (20 pouces) de diamètre s'étendant 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 de gazoduc Cartier est un gazoduc 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.

Le mémoire de Cartier a été déposé à la suite de la lettre de l'Office datée du 3 octobre 2001, dans laquelle l'Office faisait part que si l'article 17 ne s'appliquait pas aux installations nord-ouest, il conviendrait de permettre à Cartier de déposer des faits et renseignements suffisants pour justifier un examen approprié de la question suivante : *le traitement approprié en ce qui concerne les droits relatifs aux installations nord-ouest si l'article 17 ne s'applique pas*. L'article 17 des Conditions générales du tarif gazier de M&NP, couramment désigné la Politique sur les latéraux, traite de la politique concernant les droits et la construction de nouvelles installations de M&NP.

En novembre, l'Office a décidé que l'article 17 ne s'applique pas aux installations nord-ouest éventuelles. L'Office a constaté que ces installations constituent un prolongement du réseau principal et non un latéral, et qu'elles ne peuvent profiter des avantages conférés par la Politique sur les latéraux. L'Office a rendu sa décision au terme d'une audience publique (RH-3-2001) tenue à Dartmouth (Nouvelle-Écosse) du 11 au 25 octobre.

## **4. *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 (BC Hydro) 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 permettront à WEI de connecter des réserves de gaz additionnelles du

secteur Ojay/Weejay en Colombie-Britannique et du secteur Narraway en Alberta. On évalue à 64,5 millions de dollars le coût des installations proposées.

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

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

Le 11 janvier, Connectiv 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.

### 4. *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.

### 5. *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.

### 6. *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.

**7. 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.

**8. 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.

**9. 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.

**10. 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 megawatts 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.

**11. 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 megawatts 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.

**12. 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. Paramount Transmission Ltd. (Paramount) - Projet de pipelines transfrontaliers de Cameron Hills (Dossier 3400-P097-1)**

Le 22 janvier, l'Office a approuvé une demande datée du 29 juin de Paramount pour construire deux pipelines : le premier est un pipeline de pétrole acide, des condensats de gaz et de gaz naturel à double phase d'une longueur de 15 kilomètres (9,3 milles) et d'un diamètre de 323,8 millimètres (12 pouces) et le deuxième un pipeline de gaz combustible d'une longueur de 15 kilomètres et

d'un diamètre de 88,9 millimètres (3 pouces). Les gazoducs seront construits dans la même tranchée et s'étendront de l'installation gazière centrale de Cameron Hills, dans les Territoires du Nord-Ouest, au point LSD 05-14-126-22 W5M, en Alberta. Le coût estimatif du projet est de 3,6 millions de dollars.

## **2. 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 pipelinaires 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

### **3. Réservoirs et tuyauteries sous pression - Transfert des pouvoirs fédéraux de réglementation (Dossiers 9720-A000-10 et 185-A000-8)**

Le 30 novembre, l'Office a diffusé aux compagnies réglementées relevant de sa compétence, ainsi qu'aux autorités responsables des chaudières et réservoirs sous pression, l'ébauche de conditions ayant trait au transfert des pouvoirs de réglementation concernant les réservoirs et les tuyauteries sous pression qui sont de compétence fédérale, afin de recueillir leurs commentaires à leur sujet.

Le 15 août, la version modifiée de la partie V du *Règlement canadien sur la sécurité et la santé au travail* (RCSST), intitulée *Chaudières et réservoirs sous pression, DORS/2001-284* (partie V) a paru dans la partie II de la Gazette du Canada. Une des modifications apportées dans la partie V consiste à exclure du champ d'application du RCSST les réservoirs et les tuyauteries sous pression qui font partie de pipelines interprovinciaux et internationaux. Ce changement entraîne le transfert des pouvoirs de réglementation connexes de Développement des ressources humaines Canada à l'Office.

En attendant que le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* de l'Office national de l'énergie puisse être modifié, les exigences particulières régissant la conception, la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des réservoirs et des tuyauteries sous pression pourraient être prescrites au moyen d'une ordonnance générale renfermant les conditions à l'égard desquelles l'Office sollicite actuellement les commentaires de l'industrie.

### **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 et sa construction serait terminée d'ici la mi-mars 2002.

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.

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

Le 20 décembre, Star a sollicité l'autorisation de construire les 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 \$, et la mise en service des pipelines est prévue pour la mi-mars 2002.

### **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.

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

Le 5 juillet, TCPL a demandé à l'Office d'approuver la mise hors service de certains équipements de compression à 16 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 tenu 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.

## **9. 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 recoupent 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**

### **Questions réglées**

#### **1. TransCanada PipeLines Limited (TCPL) - Rapports du Groupe de travail sur les droits de 2001 (Dossier 4775-T001-1/2001-08)**

L'Office a approuvé les résolutions suivantes du Groupe de travail sur les droits de 2001 :

| No de la résolution | Date d'approbation | Subject   |
|---------------------|--------------------|---|
| 09.2001             | 7 janvier          | Mission de vérification et portée de la vérification concernant l'entente sur les retombées et les coûts de la fusion |
| 10.2001             | 7 janvier          | Simplification du contrat pro forma relatif au service interruptible  |

#### **2. Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. (TMPL) - Droits provisoires de 2002 (Dossier 4200-T004-8)**

Le 17 janvier, l'Office a approuvé une demande de TMPL, en date du 2 janvier, le priant d'autoriser pour l'année 2002 des droits provisoires fixés au même niveau que les

droits définitifs que l'Office a approuvés pour 2001. TMPL a indiqué qu'elle s'attendait à déposer une demande concernant ses droits définitifs au début de 2002.

### **3. Westcoast Energy Inc. (WEI) - Droits provisoires et droits définitifs exigibles au titre du transport en 2002 (Dossiers 4200-W005-14 et 4400-W005-9)**

Le 24 janvier, l'Office a approuvé une demande de WEI, en date du 13 décembre, visant à faire approuver les droits provisoires qu'elle pourra exiger à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2002 pour les services de transport offerts sur sa canalisation principale. L'Office a pris en considération les commentaires des parties intéressées au moment de rendre sa décision.

En ce qui concerne la demande de WEI visant les droits définitifs de 2002, l'Office a pris bonne note de la déclaration de WEI selon laquelle celle-ci espérait toujours parvenir à un règlement négocié avec ses intervenants et prévoyait être en mesure de fournir une mise à jour à l'Office à ce sujet au début de 2002. L'Office a enjoint WEI de lui communiquer chaque mois un rapport sur l'état d'avancement des négociations relatives au règlement. Ce rapport aidera l'Office à déterminer s'il convient d'inscrire la demande de WEI au rôle d'audience, et à quel moment.

### **Question à l'étude**

#### **4. Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) - Droits provisoires et droits définitifs de 2002 (dossiers 4200-OF006-6 et 4400-F006-9)**

Dans une demande datée du 18 janvier, Foothills a sollicité l'approbation de droits provisoires et définitifs devant entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> février 2002. En particulier, Foothills a demandé l'autorisation de modifier la façon dont elle calcule son coût du service (uniquement en ce qui touche le taux de rendement du capital-actions ordinaire).

Le 24 janvier, Mirant Canada Energy Marketing, Ltd. a prié l'Office de rejeter la demande de Foothills visant à obtenir une ordonnance provisoire prenant effet le 1<sup>er</sup> février 2002.

Le 29 janvier, l'Office a décidé de solliciter les vues des parties intéressées au sujet de la demande de Foothills. Celles-ci ont jusqu'au 5 février pour communiquer leurs commentaires et Foothills a jusqu'au 11 février pour répondre à tous commentaires reçus.

## **Questions pionnières**

### **Décembre 2001 et janvier 2002**

1. Le 5 décembre, **Paramount Resources Ltd.** a obtenu l'approbation du plan d'intervention d'urgence établi pour les régions de Cameron Hills et de Fort Liard/Maxhamish/Tattoo, conformément au paragraphe 60(4) du *Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada* (RPREGPC).
2. Le 19 décembre, **Paramount Resources Ltd.** a reçu une « approbation de forer un puits » à l'égard du puits Paramount Anadarko Bovie J-76, conformément à l'article 83 du *Règlement concernant le forage de puits de pétrole et de gaz naturel au Canada* (RFPPGNC).
3. Le 20 décembre, **Devon Canada Corporation** a reçu une « approbation de forer un puits » à l'égard du puits Devon PC Tuk M-18, conformément à l'article 83 du RFPPGNC.
4. Le 20 décembre, **Japex Canada Ltd.** a reçu une « approbation de forer un puits » à l'égard des puits JAPEX/JNOC/GSC et al MALLIK 3L-38, JAPEX/JNOC/GSC et al MALLIK 4L-38 et JAPEX/JNOC/GSC et al MALLIK 5L-38, conformément à l'article 83 du RFPPGNC.
5. Le 21 décembre, **Paramount Resources Ltd.** a reçu l'autorisation de modifier les conditions d'un puits à l'égard du puits Paramount Berkley Arrowhead C-02, conformément au paragraphe 19(3) du RPREGPC.
6. Le 21 décembre, **Paramount Resources Ltd.** a reçu une « approbation de forer un puits » à l'égard du puits Paramount Anadarko Bovie F-66, conformément à l'article 83 du RFPPGNC.
7. Le 23 décembre, **Petro-Canada** a reçu l'autorisation de modifier les conditions d'un puits à l'égard du puits PC Anderson Kurk M-15, conformément à l'alinéa 5(1)b) de *la Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC).
8. Le 28 décembre, **Canadian Forest Oil Ltd.** a reçu l'autorisation de modifier les conditions d'un puits à l'égard du puits CDN Forest et al Flett Rapids I-61, conformément à l'alinéa 5(1)b) de la LOPC.
9. Le 3 janvier, **Canadian Forest Oil Ltd.** a reçu l'autorisation de modifier les conditions d'un puits à l'égard du puits CDN Forest et al North Liard C-31A, conformément à l'alinéa 5(1)b) de la LOPC.



10. Le 9 janvier, **Paramount Resources Ltd.** et **Marathon Canada Limited** ont reçu l'autorisation de modifier le plan de mise en valeur du champ Cameron Hills, conformément au paragraphe 5.1(5) de la LOPC.
11. Le 10 janvier, **Imperial Oil Resources N.W.T. Limited** a reçu l'autorisation d'entreprendre des travaux de fonds de puits dans le champ Norman Wells, conformément au paragraphe 19(3) du RPREGPC.
12. Le 21 janvier, l'Office a fait et délivré à **Paramount Resources Ltd.** et **Anadarko Canada Corporation** une déclaration de découverte importante à l'égard du puits NSM *et al* Arrowhead G-69, conformément à l'article 28.2, partie II.1, de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à l'article 28, partie III, de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH).
13. Le 21 janvier, **Canadian Forest Oil Ltd.** a soumis une demande de déclaration de découverte importante à l'égard du puits Cdn Forest *et al* Flett Rapids I-61, conformément au paragraphe 28(1) de la LFH.
14. Le 28 janvier, **Paramount Resources Ltd.** a reçu une « approbation de forer un puits » à l'égard des puits

Para *et al* Cameron I-73, Para *et al* Cameron C-74, Para *et al* Cameron D-74 et Para *et al* Cameron H-0 3, conformément à l'article 83 du RFPFGNC.

15. Le 28 janvier, **Paramount Resources Ltd.** a reçu l'autorisation de modifier les conditions d'un puits à l'égard du puits Paramount *et al* Cameron N-28, conformément au paragraphe 19(3) du RPREGPC.
16. Le 28 janvier, **Paramount Resources Ltd.** a reçu l'autorisation d'effectuer un essai des couches prolongé au puits Paramount *et al* Cameron N-28, conformément au paragraphe 5.6 (3) de la LOPC.
17. Le 30 janvier, **Paramount Resources Ltd.** a reçu l'autorisation de construire le réseau de collecte et les installations gazières et pétrolières liés au projet de mise en valeur de Cameron Hills, conformément à l'alinéa 5(1)b) de la LOPC.
18. **Opérations géologiques, géophysiques ou géotechniques** : quinze demandes ont été approuvées aux termes du paragraphe 5 de la LOPC. (La liste ci-dessous inclus aussi deux modifications à l'informations publiés au mois de novembre.)

| Société                         | Région             | Id. de la zone d'exploitation | Date        | Société                        | Région             | Id. de la zone d'exploitation | Date        |
|---------------------------------|--------------------|-------------------------------|-------------|--------------------------------|--------------------|-------------------------------|-------------|
| Paramount Resources Ltd.        | Le sud du T.N.-O.  | 9229-P033-005E                | 30 novembre | Petro-Canada Inc.              | Delta du Mackenzie | 9329-P028-010E                | 20 décembre |
| Conoco Canada Resources Limited | Delta du Mackenzie | 9329-C145-001E                | 30 novembre | Shell Canada Resources Limited | Delta du Mackenzie | 9329-S006-010E                | 20 décembre |
| Petro-Canada Inc.               | Delta du Mackenzie | 9329-P028-007E                | 3 décembre  | Shell Canada Resources Limited | Delta du Mackenzie | 9329-S006-011E                | 20 décembre |
| Paramount Resources Ltd.        | Le sud des T.N.-O. | 9229-P033-006E                | 5 décembre  | AEC West Ltd.                  | Delta du Mackenzie | 9329-A061-002E                | 3 janvier   |
| Petro-Canada Inc.               | Delta du Mackenzie | 9329-P028-008E                | 11 décembre | AEC West Ltd.                  | Delta du Mackenzie | 9329-A061-003E                | 3 janvier   |
| Petro-Canada Inc.               | Delta du Mackenzie | 9329-P028-009E                | 17 décembre | Anadarko Canada Energy Ltd.    | Le sud des T.N.-O. | 9229-A070-001E                | 4 janvier   |
| Chevron Canada Resources        | Delta du Mackenzie | 9329-C143-001E                | 20 décembre | Devon ARL Corporation          | Delta du Mackenzie | 9328-D030-001E                | 4 janvier   |
| Chevron Canada Resources        | Delta du Mackenzie | 9329-C143-002E                | 20 décembre | Anderson Resources Ltd.        | Delta du Mackenzie | 9329-A066-002E                | 15 janvier  |
|                                 |                    |                               |             | Anadarko Canada Corporation    | Delta du Mackenzie | 9329-A069-001E                | 24 janvier  |

# Appels et révisions

## Appels en instance

### 1. *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.

### 2. *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 1er 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 14 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.

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.

## 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)**

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. 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*.

## 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 propos de l'ONÉ, Notre personnel*.

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

# Annexe I

## Demandes présentées en vertu de l'article 58

### Gazoducs

| Demandeur                                 | Dossier/Ordonnance                              | Demande   | Coût est.      |
|---|---|---|----------------|
| BP Canada Energy Resources Company        | Dossier : 3400-B065-2<br>Ord. : XG-B065-1-2002  | Demande datée du 5 avril; approuvée le 10 janvier. Modification d'un pipeline de 3 kilomètres pour qu'il serve au transport d'eau plutôt que d'éthane, et vente du pipeline à la municipalité de Burstall.  | Pas disponible |
| Consumers' Gas (Canada) Ltd.              | Dossier : 3400-C283-16<br>Ord. : XG-C283-2-2002 | Demande datée du 2 mars 2001, modifiée le 19 décembre 2001; approuvée le 14 janvier. Construire des installations d'interconnexions dans la ville de Brampton, en Ontario.  | 60 000         |
| Murphy Oil Company Ltd.                   | Dossier : 3400-M023-17<br>Ord. : XG-M023-3-2002 | Demande datée du 16 octobre; approuvée le 18 janvier. Construction de deux conduites i) une conduite de transport de gaz naturel brut de 1,3 kilomètre de long et 10 pouces de diamètre; ii) une conduite d'évacuation d'eau de 1,3 kilomètre de long et quatre pouces de diamètre.   | 8 600 000      |
| Petro-Canada Oil and Gas                  | Dossier : 3400-Z005-2<br>Ord. : XG-Z005-6-2002  | Demande datée du 3 octobre; approuvée le 25 janvier. Mise hors service d'un tronçon de 18,5 kilomètres du pipeline Goodlow de 22,5 kilomètres, qui s'étend de l'usine à gaz Boundary Lake de Petro-Canada, en Colombie-Britannique, à un point d'interconnexion sur le réseau de TransCanada PipeLines Limited, en Alberta. | Pas disponible |
| TransCanada PipeLines Limited B.C. System | Dossier : 3400-T054-2<br>Ord. : XG-T054-5-2002  | Demande datée du 5 novembre; approuvée le 22 janvier. Modification à la station de compression Elko   | 450 000        |

## 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. NE12-4/2002-01E  
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. NE12-4/2002-01F  
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

