



# Activités de réglementation

Ce bulletin des Activités de réglementation couvre le mois de juin 2001

## Demandes liées à une audience publique

### Décision en suspens

#### 1. *Westcoast Energy Inc. (WEI) - pipeline de soufre de l'usine à gaz de Pine River - MH-1-2001 (dossier 3050-W005-1)*

Le 12 avril, l'Office a décidé qu'il ne permettra pas à WEI de rouvrir le pipeline de soufre de l'usine à gaz de Pine River (le pipeline) jusqu'à ce qu'il soit convaincu que certains problèmes de sécurité ont été complètement réglés ou qu'un plan exhaustif est en place pour les résoudre. Le 24 avril, l'Office a envoyé une lettre à WEI lui indiquant la portée du plan exhaustif qui doit être mis au point par la société.

Le 16 mars, à la suite de plusieurs incendies sur le pipeline, l'Office a ordonné à WEI de cesser tous travaux sur le pipeline, sauf les travaux requis pour parer à une situation d'urgence, et de ne pas exploiter le pipeline jusqu'à ce que l'Office lui donne d'autres instructions.

L'Office a tenu une audience publiques du 9 au 12 avril, à Chetwynd (Colombie-Britannique) concernant l'exploitation du pipeline. L'audience avait pour but d'établir si le pipeline peut être exploité en toute sécurité, si l'Office devrait

ordonner à WEI de réparer, de reconstruire ou de modifier une partie du pipeline pour qu'il puisse être exploité sans danger, et s'il y avait lieu d'imposer des conditions à WEI pour garantir une exploitation sûre des installations.

### Audiences prévues

#### 1. *TransCanada PipeLines Limited (TCPL) - droits et tarifs de 2001-2002 - RH-1-2001 (dossier 4200-T001-15)*

L'Office tiendra une audience publique à compter du 20 août, à Calgary, en Alberta, pour examiner une demande de TCPL au sujet de ses droits et tarif de 2001-2002 (demande visant les droits).

En avril, TCPL et certaines parties se sont entendues sur les modalités d'un règlement. Le projet de règlement englobait toutes les questions relatives aux droits et au tarif des années 2001 et 2002, sauf le coût du capital. Devant entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2001, le règlement fixe la méthode de conception des droits à utiliser en 2001 et en 2002, les dispositions tarifaires qui s'appliqueront pendant cette période, de même que les composantes des besoins en recettes (à

## 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>.....2</b>
<b>Demandes non liées à une audience publique</b>	<b>.....4</b>
<b>Appels et révision</b>	<b>.....7</b>
<b>Modifications aux règlements</b>	<b>.....8</b>
<b>Questions administratives</b>	<b>.....9</b>
<b>Annexe I - Demandes en vertu de l'article 58</b>	<b>.....9</b>
<b>Profil</b>	<b>.....10</b>

l'exception du coût du capital) entrant dans le calcul des droits définitifs de 2001.

Le 6 juin, TCPL a déposé une demande pour solliciter l'approbation du coût du capital à utiliser aux fins du calcul des droits exigibles sur sa canalisation principale durant les années 2001 et 2002. L'Office annoncera à une date ultérieure comment il entend traiter cette demande (voir le point 5 sous la rubrique *Demandes d'audience déposées* ci-dessous).

En mai, l'Office avait sollicité les commentaires des parties intéressées sur le fond de la demande visant les droits ainsi que sur la nécessité de poursuivre le processus d'examen et sur la nature de toute étape future. Après examen des commentaires reçus, l'Office a décidé que le règlement de TCPL n'était pas conforme aux Directives sur les règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs, publiées par l'Office, et a demandé à TCPL de lui faire savoir si elle voulait déposer une version modifiée de sa demande ou si elle souhaitait que l'Office considère la demande comme étant la position commune de parties. TCPL a avisé l'Office qu'après avoir consulté tous les signataires du projet de règlement, elle avait décidé de ne pas déposer une version modifiée de sa demande et demandait que l'Office mette en place un processus pour étudier la demande, telle qu'elle avait été présentée.

## **2. BC Gas Utility Ltd. (BC Gas) - Révisions des motifs de décision RH-2-98 - RH-2-2001 (dossier 4775-W005-1-15)**

L'Office tiendra une audience publique à partir du 10 septembre à Vancouver, en Colombie-Britannique, concernant une demande soumise par BC Gas qui le prie de réviser et de modifier une décision rendue en mars 1999 à la suite d'une audience publique (audience RH-2-98) au sujet d'une demande de BC Gas visant l'accès au réseau pipelinier de Westcoast Energy Inc. (Westcoast) et les droits de transport appropriés.

Le 8 mai 2001, BC Gas a présenté une demande à l'Office pour solliciter ce qui suit : i) la révision et modification de la décision et ordonnance TG-2-99 rendue à la suite de l'instance RH-2-98; ii) une ordonnance fixant les modalités, y compris les droits, aux termes desquelles Westcoast doit recevoir, transporter et livrer du gaz naturel de Kingsvale et Hope à Huntingdon, en Colombie-Britannique.

En rendant la décision RH-2-98, l'Office avait approuvé une requête de BC Gas par laquelle cette dernière demandait qu'un point de réception soit établi sur le gazoduc de Westcoast à Kingsvale, en Colombie-

Britannique, que Westcoast reçoive, transporte et livre les volumes de gaz livrés à Kingsvale jusqu'à la zone de réception de Huntingdon. L'Office avait également décidé que le droit du service garanti entre Kingsvale et Huntingdon serait celui de la zone 4 de Westcoast jusqu'à Huntingdon.

BC Gas a affirmé qu'elle demandait la révision et la modification de la décision RH-2-98 parce que la situation avait évolué depuis que la décision a été rendue. À l'appui de sa demande, BC Gas a cité les circonstances différentes et faits nouveaux suivants :

- i) les nouvelles réalités dans les marchés du gaz naturel ont fait en sorte qu'il est devenu urgent d'accroître la capacité pipelinrière vers le Lower Mainland de la Colombie-Britannique et les États du Nord-Ouest bordés par le Pacifique;
- ii) l'appel de soumissions annoncé le 19 avril 2001 pour l'agrandissement des installations pipelinrières de Westcoast par suite de la demande croissante sur les marchés;
- iii) la construction et la mise en exploitation du gazoduc Southern Crossing de BC Gas;
- iv) l'appel de soumissions annoncé le 7 mai 2001 relativement au projet Inland Pacific Connector de BC Gas Inc.

BC Gas a affirmé en outre que les circonstances différentes justifient une ordonnance qui établirait les modalités, y compris les droits, aux termes desquelles Westcoast doit recevoir, transporter et livrer du gaz naturel de Kingsvale et Hope à Huntingdon, en Colombie-Britannique.

Le 17 mai 2001, l'Office a sollicité l'opinion des parties intéressées à la demande de BC Gas. L'Office a constaté que tout compte fait, les circonstances différentes et faits nouveaux relevés par BC Gas justifient sa demande de révision. L'Office a jugé que ces circonstances et faits dans leur ensemble, s'ils sont confirmés après vérification, pourraient avoir une influence sur des questions touchant la décision RH-2-98 de l'Office.

## **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 23 mai, l'Office a décidé de solliciter les commentaires du public sur les aspects environnementaux d'une demande déposée par WEI en vue de prolonger le réseau de transport

de gaz brut Grizzly et de construire le latéral Weejay en Colombie-Britannique et en Alberta. Les personnes qui souhaitent présenter leurs commentaires sur les aspects environnementaux de la demande doivent en déposer une copie auprès de WEI et du secrétaire de l'Office, au plus tard le jeudi 27 juin 2001.

Le 31 janvier, WEI a demandé l'autorisation de construire environ 108,5 kilomètres (67 milles) de canalisations de 406,4 millimètres (16 po) 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 po) 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, dont la date projetée de mise en service est le 1er décembre 2001.

WEI a préparé un document d'évaluation environnementale qu'elle a présenté dans le cadre de sa demande. L'Office a déterminé que, pour satisfaire aux exigences de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale, le projet doit également faire l'objet d'une étude approfondie. L'Office a délégué à WEI la responsabilité de mener cette étude et de préparer un rapport d'étude approfondie. L'Office, l'Agence canadienne d'évaluation environnementale, de la part du ministre de l'Environnement, et le ministère des Pêches et des Océans ont préparé une trousse de détermination de la portée de l'évaluation environnementale à effectuer à l'égard du projet.

## **2. *Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) - droits de 2001 et de 2002 (dossier 4200-M124-1)***

Le 23 mars, M&NP a déposé une demande en vue de l'approbation des droits définitifs qu'elle pourra exiger pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2000 au 31 décembre 2001 (période d'essai 2001) et la période du 1<sup>er</sup> janvier 2002 au 31 décembre 2002 (période d'essai 2002).

Pour la période d'essai 2001, M&NP demande l'approbation de besoins en recettes de 177,9 millions de dollars, d'une base tarifaire de 883,2 millions de dollars et d'un rendement de la base tarifaire de 8,41 pour cent. Pour la période d'essai 2002, M&NP demande l'approbation de besoins en recettes de 146,7 millions de dollars, d'une base tarifaire de 900,1 millions de dollars et d'un rendement de la base tarifaire de 8,25 pour cent. Les besoins en recettes correspondent au coût de prestation du service, y compris les frais d'exploitation et d'entretien, la dépréciation, l'amortissement, les taxes et impôts et le rendement de la base tarifaire. La base tarifaire est le montant investi pour lequel la compagnie est autorisée à toucher un rendement. M&NP perçoit actuellement des droits provisoires approuvés par l'Office qui sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> octobre 2000.

## **3. *Georgia Strait Crossing Pipeline Limited (GSCPL) - Mémoire préliminaire visant le projet de pipeline de franchissement du Détroit de Georgia (projet de GSX) (dossier 3200-G049-1)***

Le 24 avril, GSCPL a déposé une demande en vue de la construction et de l'exploitation de la partie canadienne d'un gazoduc débutant à Sumas, dans l'État de Washington, qui traverserait le fond marin du détroit de Georgia, se terminerait à un point d'arrivée à terre près de Cobble Hill, sur l'île de Vancouver, et serait raccordé au réseau Centra Gas Transmission System. Le projet est une initiative conjointe de la British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro) et de la société Williams Gas Pipeline Company (Williams), faisant affaires sous la désignation Georgia Strait Crossing Pipeline Limited (GSX).

La partie canadienne du gazoduc aurait son point de départ sur la frontière canado-américaine, dans le passage Boundary (à l'ouest du détroit de Georgia), et se raccorderait à l'actuel gazoduc de Centra Gas British Columbia Inc. sur l'île de Vancouver, à un point situé au sud de Duncan, en Colombie-Britannique. Le tronçon canadien s'étendrait sur environ 60 kilomètres (37,5 milles), dont approximativement 44 kilomètres (27,5 milles) de canalisations se trouveraient en mer et 16 kilomètres (10 milles) à terre. Le gazoduc de 406,4 millimètres (16 pouces) de diamètre serait conçu pour transporter initialement 2,66 millions de mètres cubes (94 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour. La compagnie propose de mettre le gazoduc en service en octobre 2003. On évalue à 100 millions de dollars le coût des installations prévues au Canada.

À la suite d'une demande de l'Office national de

l'énergie, le ministre de l'Environnement a annoncé le 4 octobre 2000 que le projet de pipeline de franchissement du détroit de Georgia sera renvoyé à une commission indépendante d'évaluation environnementale. L'Office annoncera à une date ultérieure comment il entend aborder l'examen de la demande.

**4. Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) - construction d'une ligne internationale de transport d'électricité (dossier 2200-N088-1)**

Le 31 mai, Énergie NB a déposé une demande visant la construction et l'exploitation d'une ligne internationale de transport d'électricité (LI) 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 estimation de la LI 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.

**5. TransCanada PipeLines Limited (TCPL ou la compagnie) - coût du capital pour les années 2001 et 2002 (dossier 4200-T001-15)**

Le 6 juin, TCPL a déposé une demande sollicitant 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.

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. 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 pipelinères (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, l'Office, en décembre 2000, a autorisé pour l'année 2001 un taux de rendement du capital-actions ordinaire de 9,61 %.

TCPL a déclaré dans sa demande 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 ajournées et reportées

**1. St. Clair Pipelines (1996) Ltd. (St. Clair) - TransCanada PipeLines Limited (TCPL) - projets pipeliniers en Ontario - projet de gazoduc Millennium - GH-1-2000 (dossiers 3200-S119-1 et 3200-T001-15)**

Pour plus d'information concernant cette demande, voir le point 1 sous la rubrique Demandes d'audiences, Audience ajournée dans le bulletin Activités de réglementation du mois de juin 2000.

**2. Sumas Energy 2, Inc. (SE2) - ligne internationale de transport d'électricité (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.

**3. 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 1er octobre 1997.

**4. Crowsnest Pipeline Project - construction d'un gazoduc**

Pour plus d'information concernant cette

## **Demandes non liées à une audience publique**

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 1er janvier 1998.

## **Questions relatives à l'électricité**

### Question réglée

**1. El Paso Merchant Energy, L.P. (El Paso) - exportation d'électricité (dossier 6200-E036-1)**

Le 20 juin, l'Office a approuvé une demande datée du 11 décembre de El Paso pour des permis pour exporter jusqu'à 1 000 mégawatts de puissance garantie et jusqu'à 5 000 gigawattheures d'énergie garantie et interruptible par année pour une période de dix ans.

### Questions à l'étude

#### 2. *Aquila Canada (Aquila Canada) Capital and Trade Corp. - Electricity Export (File 6200-A090-1)*

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

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

#### 3. *Aquila (Aquila) Capital and Trade Corp. - Electricity Export (File 6200-A090-1)*

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

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

#### 4. *BP Canada Energy Company (BP) - exportation d'électricité (dossier 6200-B058-1)*

Le 16 mars, BP a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 1 000 mégawatts et 5 000 gigawattheures combiné de puissance et énergie garanties par année pendant une période de dix ans.

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

#### 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 6 588 gigawattheures d'énergie garantie à court terme par année pour une période de dix ans.

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

#### 6. *Independent Electricity Market Operator de l'Ontario (IMO) - exportation d'électricité (dossier 6200-J027-1)*

Le 15 décembre, IMO a demandé l'autorisation, pour une période de 25 ans, d'un service frontalier afin de venir en aide, en cas d'urgence,

aux territoires avoisinants des États Unis.

Les 7 février et 20 avril, l'Office a demandé par lettres des compléments d'information à IMO.

#### 7. *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 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.

#### 8. *PanCanadian Energy Services (PanCanadian) - exportation d'électricité (dossier 6200-P080-1)*

Le 15 mars, PanCanadian a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 5 000 gigawattheures d'énergie garantie et interruptible par année pour une période de dix ans.

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

#### 9. *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.

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

## Questions relatives aux pipelines

### Question réglée

#### 1. *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

#### 2. *AEC Suffield Gas Pipeline Inc. - Amber Energy Inc. - construction d'un gazoduc - projet de pipeline Ekwana (dossier 3400-A167-1)*

Pour plus d'information concernant cette demande, voir le point 7 sous la rubrique *Demandes non liées à*

une audience, *Questions relatives aux pipelines* dans le Numéro 72 du document *Activités de réglementation* en date du 1<sup>er</sup> avril 2000.

**3. *Ricks Nova Scotia Co. (Ricks) et AEC Oil and Gas (AEC) - Vente du gazoduc Ladyfern (dossiers 3400-A081-1 et 3400-R029-2)***

Le 1<sup>er</sup> mars, Ricks et AEC ont déposés une demande visant l'approbation pour que Ricks puisse vendre, et que AEC puisse acheter le gazoduc Ladyfern. Le pipeline de 273,1 millimètres (10 pouces) s'étend sur 12 kilomètres (7,5 milles) depuis un point situé dans le nord-est de la Colombie-Britannique et qui se raccorde à la station de comptage Owl Lake South de Nova Gas Transmission Ltd., en Alberta.

Le 27 juin, l'Office a informé les deux sociétés que la demande sera considérée comme incomplète jusqu'à ce que des renseignements supplémentaires lui soient transmis.

**4. *Pouce Coupé Pipe Line Ltd. (Pouce Coupé) - vente d'oléoducs (dossiers 3400-P123-2 et 3400-F72-1)***

Le 25 juillet 2000, Pouce Coupé a demandé l'autorisation pour : i) vendre l'oléoduc de Pouce Coupé à Pembina Partnership; ii) vendre l'oléoduc de Federated Pipe Lines (Northern) Ltd. (Federated) à Pembina Partnership; iii) vendre à Pembina Northern LP les deux oléoducs nouvellement acquis par Pembina Partnership; iv) changer le nom Pouce Coupé, tel qu'il apparaît dans l'ordonnance XO-1-89 de l'Office, pour «Pouce Coupé à titre de mandataire et d'associé commandité de Pembina Northern LP»; v) transférer le certificat OC-42 de Federated Pipe Lines (Northern) Ltd. à «Pouce Coupé à titre de mandataire et d'associé commandité de Pembina Northern LP». Pouce Coupé est une filiale en propriété exclusive de Pembina Corporation.

Les installations de Pouce Coupé consistent en un oléoduc de 26 kilomètres (16 milles) de longueur et 219 millimètres (huit pouces) de diamètre qui s'étend de Dawson Creek (Colombie-Britannique) à Bay Tree (Alberta). Le réseau de Federated est constitué d'un oléoduc de 172 kilomètres (107 milles) de longueur et 273 millimètres (dix pouces) de diamètre qui s'étend de Taylor (Colombie-Britannique) à Belloy (Alberta).

Le 11 août, l'Office a demandé par lettre un complément d'information à Pouce Coupé.

**5. *Westcoast Energy Inc. (WEI) - installations Kwoen (dossier 3400-W005-265)***

Le 15 décembre 2000, WEI a demandé l'autorisation de construire des installations amont pour supprimer un goulet d'étranglement à l'usine Pine River, située à 30 kilomètres (18,6 milles) au sud de Chetwynd, en Colombie-Britannique, en ce qui a trait au gaz provenant du réseau de transport de gaz brut Grizzly Valley. Les installations proposées permettraient d'accroître les livraisons de gaz brut de sorte que l'usine Pine River puisse atteindre sa capacité prévue de traitement de gaz résiduaire. Les installations comprendraient : (i) un supprimeur; (ii) une installation d'extraction de gaz acide; (iii) une conduite de réinjection de gaz acide de 10 kilomètres (6,2 milles); (iv) des changements à un puits de refoulement. L'installation d'extraction et le supprimeur projetés se trouveraient à 20 kilomètres au sud-est de l'usine Pine River. On évalue le coût du projet à 95,5 millions de dollars.

## **Questions relatives au transport, aux droits et aux tarifs**

### **Question réglée**

**1. *TransCanada Pipelines Limited - Résolutions du Groupe de travail sur les droits de 2001 (4775-T001-1/2001-1)***

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

No de la résolution	Date de la demande	Date d'approbation	Sujet de la résolution
01.2001	Le 9 février	Le 14 février	Prolongation du programme de gestion du change et des taux d'intérêt.
02.2001	Le 9 mars	Le 30 mars	Facturation électronique
03.2001	Le 9 mars	Le 30 mars	Suspension du rapport sur la répartition de capacité
04.2001	Le 14 juin	Le 28 juin	Modification au tarif

### **Question à l'étude**

**2. *Murphy Oil Company Ltd. (Murphy) - pipeline Milk River - plainte concernant les droits (dossier 4775-M23-1-2)***

Le 25 août 2000, PanCanadian Petroleum Limited, Alberta Energy Company Ltd., Crestar Energy Inc. et EOTT Energy Canada Limited Partnership, désignés collectivement le groupe Bow River South (BRS), ont déposé une plainte au sujet des droits exigés par Murphy pour le transport de pétrole brut sur le pipeline Milk River, un oléoduc d'environ 18 kilomètres (11 milles) de longueur qui relie le

pipeline Manyberries de Home Oil, le pipeline Bow River et un terminal routier de Murphy, situé en Alberta, au pipeline CENEX dans le Montana.

BRS a déposé sa plainte après avoir tenté, sans succès, d'obtenir une explication satisfaisante au sujet du calcul des droits exigés pour les services de transport sur le pipeline Milk River.

Le 31 août 2000, l'Office a décidé d'entamer une instance par voie de mémoires afin d'examiner les droits. Il a également décidé qu'à compter du 1<sup>er</sup> septembre 2000, les droits en vigueur continueront d'être appliqués, à titre provisoire, en attendant que l'Office détermine ce qui constitue des droits justes et raisonnables. Le 26 septembre 2000, l'Office, suite à une demande de Murphy, a prorogé les dates pour le dépôt des mémoires.

## Questions Pionnières

1. *Canada Natural Resources Limited* a reçu l'autorisation le 13 juin pour cesser l'exploitation du puits Ranger North Liard P-66A conformément à l'alinéa 218 du *Règlement concernant le forage de puits de pétrole et de gaz naturel au Canada*.

2. *Purcell Energy Ltd.* a reçu l'approbation le 21 juin d'exécuter des travaux de production conformément à l'alinéa 9 du *Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada pour le puits Liard F-25A*.
3. *Opérations géologiques, géophysiques ou géotechniques* - six demandes ont été approuvées aux termes du paragraphe 5(1)b de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* :

Société	Région	Id. de la zone d'exploitation	Date
Canadian Forest Oil Ltd.	Ft. Liard TN-O.	9229-C131-007E	11 juin 2001
Fugro Airborne Surveys Corp.	Hay R. TNO.	9221-F023-001E	14 juin 2001
Talisman Energy Inc.	Liard TN-O.	9229-T057-001E	21 juin 2001
Canadian Forest Oil Ltd.	La Biche TN-O.	9237-C131-003E	28 juin 2001
ARCIS Partnership	Nahanni TN-O.	9229-A071-001P	29 juin 2001
ARCIS Partnership	Liard TN-O.	9233-A071-001P	29 juin 2001

## Appel et révision

### Appel 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.

### Révisions en instance

1. *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, 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, 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

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 *Actualités en matière de réglementation*.

### 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

*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.
Sable Offshore Energy Inc.	Dossier : 3400-S165-1 Ord. : XG-S165-16-2001	Demande datée du 15 mai; approuvée le 21 juin. Construction d'installations temporaires pour la récupération de glycol monoéthylénique à l'usine de gaz de Goldboro.	394 000
TransCanada PipeLines Limited	Dossier : 3400-T001-190 Ord. : XG-T001-15-2001	Demande datée du 16 avril; approuvée le 13 juin Neuf projets.	1 4367 000

### Oléoducs

Demandeur	Dossier/Ordonnance	Demande	Coût est.
Enbridge Pipelines Ind.	Dossier : 3400-E101-30 Ord. : XO-E101-16-2001	Demande datée du 20 novembre; approuvée le 25 juin. Enlèvement de vanne sur la canalisation 13 et abaissement de canalisation à la station Milden.	164 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	Dossier : 3400-T004-77 Ord. : XO-T004-15-2001	Demande datée du 10 avril; approuvée le 14 juin. Construire une édifice pour loger le centre de contrôle au terminus d'Edmonton.	1 500 000

## 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 2001  
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE12-4/2001-6E  
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 2001  
représentée par l'Office national de l'énergie

N<sup>o</sup> de cat. NE12-4/2001-6F  
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

